

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
профессионального образования
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

**И. Г. Яковлев, В. П. Овчинников, А. Ф. Семенов,
Т. М. Семенов**

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ, АВАРИЙ И БРАКА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

*Допущено Учебно-методическим объединением вузов
Российской Федерации по нефтегазовому образованию
в качестве учебного пособия для студентов высших учебных заведений,
обучающихся по направлению подготовки магистров
21.04.01 «Нефтегазовое дело»*

Тюмень
ТюмГНГУ
2014

УДК 622.248(075.8)

ББК 33.13-08я73

Я 47

Рецензенты:

доктор технических наук, профессор А. М. Киреев

доктор технических наук, профессор Ф. А. Агзамов

Яковлев И. Г.

Я47 Предупреждение и ликвидация осложнений, аварий и брака при строительстве скважин : учебное пособие / И. Г. Яковлев, В. П. Овчинников, А. Ф. Семенов, Т. М. Семенов. — Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. — 156 с.

ISBN 978-5-9961-0836-7

В учебном пособии приведены понятия об осложнениях, авариях и браке при строительстве скважин. Рассмотрены их виды, причины возникновения, порядок расследования и учета аварий при бурении скважин на нефть и газ, методы предотвращения и ликвидации, общие технологические мероприятия по предупреждению прихватов колонны труб и способы их ликвидации. Даны рекомендации по профилактике возникновения поглощений, предупреждению слома буровой колонны, выбору инструмента для выполнения ловильных работ. Приведены справочные материалы инструмента для ликвидации аварий различных производителей.

Пособие предназначено для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальности 130504.65 «Бурение нефтяных и газовых скважин» направления подготовки дипломированных специалистов 130500.65 «Нефтегазовое дело», для изучения дисциплины «Осложнения и аварии при бурении скважин», а также направления 131000 «Нефтегазовое дело» для бакалавров и магистров по циклу дисциплин «Осложнения и аварии»; будет полезно для инженерно-технических работников буровых предприятий, аспирантов, магистров, бакалавров и студентов нефтегазовых вузов, занимающихся изучением и решением проблем, связанных со строительством скважин.

УДК 622.248(075.8)

ББК 33.13-08я73

ISBN 978-5-9961-0836-7

© Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет», 2014

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1. ПОНЯТИЕ ОБ ОСЛОЖНЕНИЯХ, АВАРИЯХ И БРАКЕ, ИХ ВИДЫ, ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ, МЕТОДЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ.....	7
1.1. Прихваты бурильных труб.....	8
1.1.1. Прихват из-за перепада давления.....	8
1.1.2. Прихват в желобной выработке.....	9
1.1.3. Прихват из-за заклинивания в суженной части ствола.....	9
1.1.4. Прихват посторонними предметами.....	9
1.1.5. Прихват из-за осыпей, обвалов и текучести пластичных пород.....	9
1.1.6. Прихват из-за сальникообразования.....	10
1.1.7. Прихват вследствие оседания твердой фазы бурового раствора.....	10
1.2. Потеря устойчивости ствола скважины (осыпи и обвалы) ..	10
1.3. Нефтегазопроявления.....	12
1.4. Водопроявления.....	14
1.5. Поглощения.....	15
1.6. Зашламление ствола скважины.....	18
1.7. Сальникообразование.....	19
Контрольные вопросы к разделу 1.....	21
2. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ПРИХВАТА КОЛОННЫ ТРУБ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ.....	22
2.1. Общие технологические мероприятия по предупреждению прихватов.....	22
2.2. Предупреждение прихватов первой группы.....	23
2.3. Предупреждение прихватов второй группы.....	24
2.4. Предупреждение прихватов третьей группы.....	26
2.5. Ликвидация прихватов.....	27
2.6. Определение места прихвата.....	27
2.7. Инструменты для определения кровли зоны прихвата	28
2.8. Способы ликвидации прихватов и их краткая характеристика.....	30
Контрольные вопросы к разделу 2.....	35
3. ПРОФИЛАКТИКА ВОЗНИКНОВЕНИЯ ПОГЛОЩЕНИЙ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ.....	36
3.1. Подготовка скважин к вскрытию поглощающих горизонтов и применение профилактических мер.....	36

3.2.	Технология бурения при вскрытии и проходке проницаемых интервалов.....	38
3.3.	Рекомендации по применению наполнителей для ликвидации поглощений.....	39
3.4.	Классификационное разделение наполнителей по назначению.....	41
3.5.	Ликвидация поглощений способом намыва наполнителей...	47
3.6.	Ликвидация поглощений с применением метода тампонирования.....	48
3.7.	Метод ликвидации поглощений с установкой пластоперекрывателей.....	48
	Контрольные вопросы к разделу 3.....	49
4.	АВАРИЙНОСТЬ В БУРЕНИИ.....	50
4.1.	Причины возникновения аварий.....	50
4.1.1.	Аварии с бурильной колонной.....	50
4.1.1.1.	Поломки по телу.....	51
4.1.1.2.	Срыв резьбы.....	51
4.1.1.3.	Падение колонны труб в скважину.....	51
4.1.2.	Аварии при креплении скважины.....	51
4.1.2.1.	Прихваты обсадных колонн.....	51
4.1.2.2.	Падение труб и секций обсадных колонн.....	52
4.1.2.3.	Смятие обсадных труб.....	52
4.2.	Аварии с забойными двигателями и долотами.....	52
4.2.1.	Аварии с забойными двигателями.....	52
4.2.2.	Аварии с долотами.....	53
4.3.	Прочие виды аварий.....	54
4.3.1.	Аварии при промыслово-геофизических работах в скважинах.....	54
4.3.2.	Открытые фонтаны.....	54
4.3.3.	Падение и разрушение буровых вышек.....	55
4.3.4.	Падение элементов талевого системы.....	55
4.3.5.	Взрывы и пожары на буровых объектах.....	56
	Контрольные вопросы к разделу 4.....	56
5.	ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ АВАРИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН.....	57
5.1.	Предупреждение слома бурильной колонны.....	57
5.1.1.	Предупреждение поломок стальных бурильных труб.....	58
5.1.2.	Предупреждение слома УБТ и элементов КНБК.....	62
5.1.3.	Предупреждение слома легкосплавных бурильных труб....	64
5.1.4.	Предупреждение слома переводников.....	65
5.1.5.	Предупреждение слома ведущей трубы.....	66
5.2.	Предупреждение аварий при креплении скважин.....	67

5.2.1.	Работы по креплению скважины.....	67
5.2.2.	Предупреждение аварий при спуске обсадных колонн.....	70
5.2.3.	Предупреждение аварий из-за некачественного цементирования.....	74
5.3.	Предупреждение аварий с долотами.....	78
5.4.	Предупреждение аварий с забойными двигателями.....	81
5.5.	Предупреждение падения колонны труб в скважину.....	82
5.5.1.	Требования при эксплуатации тормозной системы.....	83
5.5.2.	Требования по эксплуатации талевых канатов.....	85
5.5.3.	Требования по эксплуатации элеваторов.....	86
5.6.	Предупреждение аварий при испытании скважин.....	87
5.7.	Предупреждение аварий при бурении горизонтальных скважин.....	90
5.8.	Строительство скважин в зонах многолетнемерзлых пород.....	90
	Контрольные вопросы к разделу 5.....	91
6.	ИНСТРУМЕНТЫ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ЛОВИЛЬНЫХ РАБОТ.....	92
6.1.	Отсоединение неприхваченной части колонны труб.....	92
6.2.	Захватывающие инструменты.....	99
6.2.1.	Резьбонарезные соединительные аварийные инструменты... ..	104
6.2.1.1.	Колокола.....	105
6.2.1.2.	Метчики.....	106
6.2.2.	Комплектующие изделия для ловильных инструментов.....	108
6.3.	Отбивание яссами прихваченных труб и инструментов.....	112
6.4.	Операции обуривания.....	119
6.5.	Инструменты для извлечения мелких предметов.....	125
	Контрольные вопросы к разделу 6.....	131
7.	ПОРЯДОК РАССЛЕДОВАНИЯ И УЧЕТА АВАРИЙ.....	133
	Контрольные вопросы к разделу 7.....	135
	ПРИЛОЖЕНИЯ.....	136
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	151

ВВЕДЕНИЕ

Значительную долю инвестиционных и капитальных затрат нефтегазовых компаний при разработке и обустройстве месторождений, а также при проведении геологоразведочных работ приходится на бурение скважин. С каждым годом всё больше бурится скважин на глубокие горизонты со сложными по конструкции обсадными колоннами. Технологии бурения усложняются, риски и вероятности аварий, несмотря на постоянное совершенствование техники и технологии бурения остаются высокими. Бурение поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин без осложнений и аварий возможно, только при соблюдении требований современных технологий бурения в сложных горно-геологических условиях. Особое место в этих вопросах занимают методы прогнозирования осложнений, поскольку целесообразнее предупредить возможные поглощения, флюидопроявления и др. виды осложнений, чем их ликвидировать. Технологические мероприятия, проводимые по предупреждению возникновения осложнений, и принятие правильных технологических решений при их ликвидации в первую очередь зависят от уровня квалификации специалистов, занимающихся технологией бурения.

Работа по предупреждению осложнений и аварий начинается со сбора, анализа и систематизации информации по опыту строительства скважин, анализа «свежей» геологической информации, изучения опыта работ на предыдущих скважинах, месторождениях и т.д.

Предоставленные материалы предназначены для обучения и повышения квалификации производственного персонала предприятий по бурению скважин (мастеров, инженеров по бурению, начальников РИТС, начальников смены РИТС, бурильщиков, помощников бурильщика), а также для учебных заведений, осуществляющих подготовку и переподготовку специалистов нефтегазового профиля.

1. ПОНЯТИЕ ОБ ОСЛОЖНЕНИЯХ, АВАРИЯХ И БРАКЕ, ИХ ВИДЫ, ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ, МЕТОДЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ

Осложнение в бурении – это отклонение технологии ведения работ от проекта или приостановка технологического цикла работ, восстановление которого возможно после устранения причин повлиявших на это.

Осложнения в бурении, в основном, возникают вследствие несоответствия технологии ведения работ горно-геологическим условиям проводки скважины. Остановка технологического цикла работ вызванного осложнением возможна по причинам ухудшения условий проводки скважины, которые могут привести к аварии, росту экономических затрат или потерь при проводке скважины, угрозе возникновения значительного экологического ущерба, ухудшению условий труда и промышленной безопасности.

Осложнения могут быть вызваны геологическими и организационно-технологическими причинами. Геологические осложнения возникают при проводке скважины в малоизученных горизонтах, на новых площадях, на участках залежей, где ранее данный вид осложнений не встречался. Организационно-технологические осложнения вызваны в первую очередь нарушением технологии ведения работ, неудовлетворительной организацией производства работ, применением некачественного технологического оборудования и материалов. Все осложнения, которые были не учтены в проектной документации и вызваны горно-геологическими условиями, принято считать геологическими и все риски по их возникновению и ликвидации, как правило, лежат на недропользователе, остальные виды осложнений принято считать организационно-технологическими и все риски по их возникновению и ликвидации лежат на организации ведущей строительство скважины.

Возникновение и несвоевременная ликвидация одного осложнения может провоцировать другое. Например, поглощение бурового раствора в одном пласте может вызвать флюидопроявление из другого пласта, причем флюид может достигнуть устья скважины, а может только перетекать из одного пласта в другой.

Авария – это непредвиденное нарушение непрерывности технологического процесса бурения или испытания скважин, требующее для его ликвидации проведения специальных работ, не предусмотренных проектом с привлечением дополнительных ресурсов. По терминологии принятой в Федеральном законе (ФЗ-116) «О промышленной безопасности» существуют также понятие инцидента и аварии. Инцидент – отказ или повреждение технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, отклонение от режима технологического процесса, нарушение положений ФЗ-116, а авария – разрушение оборудования или выброс опасных веществ.

Таким образом, в практике ведения буровых работ, все виды осложнений, которые продолжаются свыше 48 часов переходят в аварии, так как их ликвидация связана с увеличением экономических и экологических потерь. Нефтегазопроявление, перешедшее в выброс или открытое фонтанирование, в соответствии с ФЗ-116 тоже принято считать аварией.

1.1. Прихваты бурильных труб

Бурильные трубы считаются прихваченными, когда часть бурильной колонны теряет возможность перемещения в осевом направлении и вокруг своей оси при приложении к ней нагрузки сверх собственного веса с учётом дополнительных потерь на сопротивление движению и вращению.

По характеристике удерживающей силы и однородности обстоятельств, предшествующих возникновению, прихваты делятся на три группы:

- 1) прихваты из-за перепада давления или дифференциальные;
- 2) прихваты из-за затяжки в желобной выработке, заклинивания колонны труб в суженной части ствола скважины и заклинивание посторонним предметом;
- 3) прихваты из-за осыпей и обвалов, течения (ползучести) пластичных пород, образования сальника, оседания твердой фазы или шлама.

Рассмотрим более детально каждый тип прихвата.

1.1.1. Прихват из-за перепада давления

Так называемый дифференциальный прихват приурочен к интервалам проницаемых пластов и относится к первой группе. Этот прихват возникает, когда разность между гидростатическим давлением бурового раствора и пластовым давлением становится чрезмерно большой, и колонна труб в скважине находится без движения даже незначительное время, в течение которого труба соприкасается со стенкой скважины.

На отдельных участках колонна труб всегда прижата к стенкам скважины боковой составляющей собственного веса. На участке, сложенном проницаемыми породами и покрытом фильтрационной коркой, при прижатии колонны фильтрационная корка уплотняется и может стать почти непроницаемой. В результате, на ту часть поверхности труб, которая не прижата к стенке, будет действовать сила давления бурового раствора, направленная от оси скважины перпендикулярно к площадке прижатия. На ту же часть поверхности, которая прижата к стенке, может действовать только сила пластового давления, направленная в сторону скважины. При давлении в скважине больше пластового возникает гидравлическая прижимающая сила, величина которой примерно пропорциональна разности давлений в скважине и в пристволевой зоне и площади контакта колонны с уплотненной фильтрационной коркой. Чем больше время нахождения бурильной колонны в неподвижном состоянии, тем существеннее

толщина бурильной корки, а, следовательно, и больше величина гидравлической прижимающей силы. При возникновении прихвата из-за перепада давлений циркуляция бурового раствора сохраняется.

1.1.2. Прихват в желобной выработке

Данный вид относится ко второй группе и возникает при подъеме или вращении бурильной колонны.

В процессе бурения бурильные трубы постоянно находятся в растянутом состоянии. При проходке искривленного интервала ствола они стараются принять вертикальное положение, в результате чего создается прижимающая сила, направленная горизонтально, которая способствует тому, что бурильный замок врезается в пласт на дуге участка искривления, выработывая новый ствол при спуско-подъемных операциях (СПО) или вращении бурильной колонны. Этот новый ствол называют желобом. Желоб в стенке ствола скважины может образовываться, если разбуриваемый пласт сложен мягкими породами и вес бурильной колонны ниже искривления достаточен для создания прижимающей силы.

Наличие желоба можно установить по ситуации, когда бурильная колонна спускается, но нельзя произвести ее подъем, или по данным профилеметрии. При возникновении прихвата в желобной выработке циркуляция бурового раствора сохраняется, а дополнительная натяжка инструмента лишь усугубляет прихват.

1.1.3. Прихват из-за заклинивания в суженной части ствола

Это вид прихватов относится ко второй группе и возникает при спуске инструмента. Он приурочен в большинстве случаев к интервалам, сложенным крепкими абразивными породами, при значительной работе долота по диаметру, а также к зонам локального искривления ствола скважины. Циркуляция бурового раствора обычно сохраняется.

1.1.4. Прихват посторонними предметами

Данный вид относится ко второй группе и возникает при бурении или СПО. Этот тип прихвата возможен по всему стволу скважины, вследствие падения в скважину посторонних предметов. Прихват характеризуется затяжкой инструмента при подъеме или резкой посадкой при спуске бурильного инструмента. Циркуляция бурового раствора сохраняется.

1.1.5. Прихват из-за осыпей, обвалов и текучести пластичных пород

Этот вид относится к третьей группе. Основной причиной обвалов и осыпей является нарушение равновесия между напряжением в пласте и поровым давлением, с одной стороны, и давлением бурового раствора в скважине, с другой стороны. Признаками данного типа прихвата может являться резкое повышение давления на стояке, увеличение момента на роторе, воз-

никновение посадок при спуске и затяжек при подъеме бурильного инструмента. В отдельных случаях при обвале может произойти гидроразрыв пласта с последующим поглощением. Прихват сопровождается потерей циркуляции бурового раствора.

1.1.6. Прихват из-за сальникообразования

Относится к третьей группе и возникает при разбурировании глинистых высокопроницаемых пластов при формировании толстой глинистой корки. Образованию сальников, состоящих из вязкой смеси глинистого материала с частицами выбуренной породы, способствуют загрязненность скважины шламом из-за неудовлетворительной промывки, плохая работа системы очистки бурового раствора, спуск инструмента без промежуточных промывок, бурение без проработок пробуренного интервала, ступенчатость ствола скважины, наличие каверн, желобов, большая кривизна ствола.

Сальники могут образовываться как при бурении, так и при расширении и проработке ствола скважины. Признаками образования сальника является уменьшение механической скорости, возникновение затяжек при отрыве долота от забоя, увеличение крутящего момента при роторном бурении, а иногда и перепад давления при промывке. Подъем бурильной колонны при наличии сальника может вызвать поршневание, понижение давления под сальником, что служит причиной обвалов и проявлений. Обычно циркуляция бурового раствора невозможна или осуществляется частично.

1.1.7. Прихват вследствие оседания твердой фазы бурового раствора

Относится к третьей группе и происходит в основном при прекращении циркуляции седиментационно неустойчивого бурового раствора. Указанное может вызвать накопление шлама или утяжелителя в трубах и затрубном пространстве. Признаками данного типа прихвата являются повышение давления при промывке, затяжки бурового инструмента, а затем и полное прекращение циркуляции бурового раствора.

1.2. Потеря устойчивости ствола скважины (осыпи и обвалы)

Понимание причин возникновения осыпей и обвалов стенок скважин при их бурении – одно из основных условий успешного выполнения проектных заданий по скважине и повышения технико-технологических и экономических показателей бурения. Причины, вызывающие потерю устойчивости, для всех месторождений идентичны. Одной из главных причин потери устойчивости являются процессы диффузионно-осмотического влагопереноса в системе "буровой раствор – глинистая по-

рода", которые ускоряются вследствие больших колебаний давления в стволе, превышающих допустимые, и низкие значения показателя фильтрации.

Колебания давления в стволе (относительно гидростатического давления столба раствора) вызываются:

- большой подачей, высокой плотностью, высокими реологическими характеристиками бурового раствора;
- изменением жесткости конструкции низа буровой колонны (КНБК) в сторону увеличения без учета ограничения скорости спуска;
- большими скоростями спуско-подъемных операций (СПО);
- неправильной технологией восстановления циркуляции при повышенных давлениях.

Несмотря на то, что основной причиной осыпей являются колебания гидродинамических давлений, многое зависит от компонентного состава бурового раствора и его свойств. Применение недиспергирующих буровых растворов на основе акриловых полимеров требует соблюдения следующих правил:

- не допускать снижения показателя фильтрации ниже $6-7 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$. Это связано с тем, что при показателе фильтрации $7-10 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$ обеспечиваются условия проникновения в пласт максимального количества полимера, который образует на поверхностях трещин пленку и предотвращает глинистые породы от гидратации (размокания). При показателе фильтрации менее $6 \text{ см}^3/\text{мин}$ в пласт проникает практически чистая вода, приводящая к резкому снижению устойчивости стенок скважины;

- условная вязкость должна находиться в пределах 22-23 с;
- показатель коллоидальности твердой фазы бурового раствора не должен быть ниже 2,0 % объемных;
- величину коэффициента пластичности необходимо поддерживать на уровне не ниже 3,0.

В случае, если все-таки стенки скважины потеряли устойчивость и начались осыпи, для предотвращения усугубления осложнения и ускорения его ликвидации необходимо придерживаться следующих рекомендаций:

- категорически нельзя увеличивать производительность буровых насосов;

- поднять условную вязкость до 27-40 с, при этом обеспечить величину коэффициента пластичности до 5-7;

- при необходимости восстанавливать или осуществлять промывку на пониженной производительности (1-3 клапана), не превышать допустимых давлений;

- проработку (восстановление) ствола скважины целесообразно осуществлять лопастным долотом, вооруженным крупными зубками из твердого сплава.

1.3. Нефтегазопроявления

Причинами нефтегазопроявлений является, прежде всего, недостаточное противодавление столба бурового раствора на продуктивные пласты или его снижение по каким-либо причинам. Как известно, необходимое противодавление на продуктивные пласты обеспечивается столбом бурового раствора заданной плотности, рассчитываемой на основании величины пластового давления.

Основными причинами снижения противодавления на продуктивные пласты могут быть:

- низкая плотность бурового раствора ввиду недостаточной геологической информации;
- недолив скважины при подъеме бурильного инструмента, вследствие чего уменьшается высота столба бурового раствора;
- поглощение раствора с понижением его уровня в скважине;
- диффузия газа в раствор при продолжительном отсутствии циркуляции;
- высокие скорости подъема бурильного инструмента при высоких значениях реологических показателей бурового раствора;
- свабирование скважины во время подъема бурильного инструмента при наличии сальника;
- увеличение содержания в растворе нефти;
- интенсивное поступление газа из разбуриваемой породы при высоких механических скоростях бурения;
- вспенивание раствора при использовании пенообразующих реагентов и др.

Как видно, большинство причин возникновения нефтегазопроявлений предопределяются технологическими нарушениями со стороны производственного персонала буровых предприятий. Для предотвращения осложнений, связанных с нефтегазопроявлениями, необходимо раннее обнаружение признаков нефтегазопроявлений. К таким признакам относятся:

- снижение плотности выходящего из скважины раствора, т. е. уменьшение фактической (кажущейся) плотности при стабильных (номинальных) значениях истинной плотности;
- увеличение содержания газа в буровом растворе;
- самопроизвольный перелив раствора из скважины при отсутствии циркуляции;
- увеличение объема раствора в приемных емкостях во время циркуляции.

В случае обнаружения признаков нефтегазопроявления, прежде всего, необходимо, на основании изложенного выше, установить вероятную его причину или причины. При отсутствии на устье противовыбросового оборудования следует продолжить интенсивную промывку с одновремен-

ной дегазацией раствора на очистных устройствах. Одновременно требуется, если необходимо, обеспечить такие параметры раствора, при которых интенсивность дегазации будет максимальной.

Если не требуется утяжеление, то рекомендуется снизить условную вязкость (УВ) до минимальных значений, при которых не нарушается устойчивость ствола скважины. В большинстве случаев достаточно снизить величину условной вязкости до 20-23 с.

В случае утяжеления раствора необходимо одновременно обеспечить его удерживающую (седиментационную) устойчивость и эффективную дегазацию. Это достигается регулированием нескольких параметров. Удержание барита в растворе при циркуляции обеспечивается величиной коэффициента нелинейности $n \leq 0.4$, а при остановке циркуляции – величиной статического напряжения сдвига $\text{CHC}_{1/10} = 10/15 + 20/30$ МПа. Эффективная дегазация раствора обеспечивается при значении пластической вязкости $\eta \leq 8$ МПа·с. При этом величина эффективной вязкости не должна превышать $\eta'_{100} \leq 35$ МПа·с.

При сильном загазировании раствора и плохих его реологических параметрах в начальный период газопроявления не обеспечивается требуемая дегазация. Это затрудняет, а в ряде случаев делает невозможным работу шламовых насосов, подающих раствор в гидроциклоны и приемные емкости. В этом случае для снижения значений реологических параметров, улучшения дегазации и обеспечения работы шламовых насосов допускается подавать воду в желоб перед виброситом (желательно в смотровой люк) или на устье скважины и на «всас» шламовых насосов. При этом одновременно осуществляют обработку раствора соответствующим количеством полимеров.

В некоторых случаях за газопроявление в начальный период ошибочно принимают завоздушенность или вспенивание бурового раствора. Завоздушенность раствора происходит по двум причинам:

- при спуске бурильного инструмента с обратным клапаном или новым объемным двигателем без перепускного клапана при редких промежуточных доливах бурильной колонны или без них;
- при подсосе воздуха в случае негерметичности всасывающей линии буровых насосов.

Вспенивание бурового раствора происходит при использовании пенообразующих реагентов (КССБ, ФХЛС, ССБ и др.) в количестве, превышающем 4 % в пересчете на сухое вещество. В этом случае для дегазации раствора необходимо, кроме регулирования реологических характеристик, применять для обработки раствора пеногасители. Полимерные растворы без добавок, приведенных выше лигносульфатных реагентов, как правило, не вспениваются. Однако в определенных условиях они также могут вспениваться. Таким условием является попадание в раствор

минерализованной пластовой воды или цемента. При этом следует отметить, что это вспенивание не является стойким и через определенное время исчезает.

Ускорить ликвидацию пены можно добавками пресной воды в количестве 5-8 %. При разгазировании или вспенивании раствора необходимо, прежде всего, установить природу газа: углеводородный газ или воздух? Для этого набирают в бутылку (1/2 – 2/3 ее объема) буровой раствор, выходящий из скважины и закрывают ее пальцем. Тщательно взболтав содержимое, выдерживают бутылку в вертикальном положении около минуты. Потом направляют горлышко бутылки от себя, подносят к нему зажженную спичку и открывают бутылку. Если раствор насыщен углеводородным газом, происходит хлопок вследствие его возгорания. Если хлопка нет, значит, раствор насыщен воздухом. Исходя из полученных результатов, принимают соответствующие технические решения по дегазации бурового раствора, устанавливая причины газирования и проводят мероприятия по их устранению. При наличии противовыбросового оборудования (ПВО), его используют в соответствии с действующими инструкциями. Действия с раствором остаются теми же, что и без ПВО.

1.4. Водопроявления

Водопроявления связаны с локальностью аномальных пластовых давлений. Основные признаки водопроявления:

- вспенивание бурового раствора;
- коагуляция раствора в начальный период, вплоть до нетекучего;
- повышение показателя фильтрации;
- снижение величины рН (щелочности);
- снижение плотности раствора;
- самопроизвольный перелив скважины при отсутствии циркуляции;
- при циркуляции раствора после остановки более чем на 2 часа выход на дневную поверхность из зоны проявления пачки чистой воды.

Эффективным методом предупреждения водопроявлений является повышение плотности бурового раствора. Но в большинстве случаев повышение плотности до требуемой величины становится невозможным из-за наличия выше и ниже проявляющего пласта поглощающих пластов.

Как показал опыт работы и промысловые исследования, наиболее эффективным методом предотвращения водопроявлений является гидроструйная кольматация водоносного пласта. В связи с тем, что он залегает в интервале 800-1200 м, где в буровом естественном растворе содержание твердой фазы недостаточно, то вскрытие водоносного пласта осуществляют без кольматации.

Однако в последующем, в компоновку низа бурильной колонны (КНБК) включают гидроструйный кольмататор с двумя насадками. В процессе спуска бурильной колонны осуществляют кольматацию со скоростью 40-50 м/ч, после чего доспускают до забоя и осуществляют бурение скважины с одновременной кольматацией. После завершения долбления с кольмататором, в процессе подъема производят повторную гидроструйную обработку сеноманских отложений с той же скоростью 40-50 м/ч, что обеспечивает надежную кольматацию водопроявляющего пласта. Режим гидродинамической кольматации рекомендуется подбирать опытным путем. В работах [22, 56, 57, 58, 59] более подробно изложена технология гидродинамической кольматации.

Необходимо отметить, что применение кольмататора при бурении продуктивного пласта является эффективным профилактическим мероприятием, предотвращающим нефтегазопроявления и поглощения в гранулярных коллекторах.

В случае, если при водопроявлении резко ухудшилось качество бурового раствора (кратное увеличение показателя фильтрации и сильное коагуляционное загустевание), рекомендуется раствор обработать НТФК в количестве 0,07-0,15 % от количества бурового раствора. При этом происходит снижение показателя фильтрации и структурно-механических характеристик. После этого необходимо осуществить кольматацию водопроявляющего пласта и привести параметры раствора до требуемых совместной обработкой НТФК и полимерами.

1.5. Поглощения

Причиной поглощений является существенное превышение давления столба раствора в скважине над пластовым давлением. В ряде случаев причиной поглощений является наличие в породе больших пустот, крупных трещин или тектонических разломов.

В некоторых случаях, при прочих равных условиях, возникновение поглощений предопределяется свойствами бурового раствора. Прежде всего, в этом плане следует отметить коркообразующие свойства бурового раствора. Если буровой раствор не образует плотной и прочной корки на стенке проницаемого пласта, то при других одинаковых обстоятельствах здесь намного выше вероятность возникновения поглощения.

С другой стороны, очень важной характеристикой бурового раствора, влияющей на возникновение и интенсивность поглощения, являются реологические свойства. Бесструктурный раствор, обладающий нулевыми или близкими к ним значениями статического и динамического напряжения сдвига, не задерживается в каналах проницаемого пласта и может продвигаться в пласте на очень большие расстояния. В то же время раствор,

обладающий необходимой величиной статического напряжения сдвига (СНС) и динамического напряжения сдвига τ_0 , в процессе движения по пласту, благодаря свойству приобретать с уменьшением скорости движения структурную прочность, может проникнуть только на определенную глубину. После этого при данном избыточном давлении бурового раствора его продвижение в пласте прекращается, следовательно, прекращается поглощение.

Поглощения подразделяют по интенсивности ухода раствора в пласт на следующие виды:

1) частичные – когда из скважины выходит намного меньше раствора, нежели закачивают в скважину;

2) полные – когда из скважины не выходит раствор, но уровень раствора в скважине держится до глубины 200 м;

3) катастрофические – когда раствор из скважины не выходит (потеря циркуляции) и уровень раствора в скважине снижается до глубины более 200 м в зависимости от условий возникновения поглощения.

Исходя из изложенного, следуют проводить мероприятия, направленные на предотвращение и ликвидацию поглощений. К таким мероприятиям следует отнести:

1) снижение плотности бурового раствора до требуемой (номинальной) величины, регламентируемой горно-геологическими и технологическими условиями;

2) приведение величины реологических параметров бурового раствора до технологически необходимых значений: $n < 0,4$; $\eta'_{100} = 20-35$ МПа·с; $\eta \leq 3-10$ МПа·с; $\tau > 15-40$ дПа; СНС $\approx 20-30/25-40$ дПа; $m \geq 4-5$ с⁻¹.

Регулирование реологических характеристик бурового раствора можно осуществлять двумя способами:

- изменением соотношения воды, коллоидной фазы и полимера, т. е. обработкой раствора водой, высококачественным бентонитом и соответствующими добавками полимера и сульфанола;

- частичной коагуляцией раствора добавками пластовой воды (1,5-3 м³) или раствора хлористого кальция (20-40 кг). Раствор кальция желательно вводить через 200-литровую бочку, растворяя в ней 20 кг хлористого кальция. Этот способ более быстрый и менее трудоемкий.

При возникновении поглощения необходимо поднять бурильную колонну на 10-12 свечей от забоя и, не восстанавливая циркуляции, выдерживать два часа. За это время в приемных емкостях обработать раствор, доводя его реологические характеристики до рекомендуемых выше. После этого восстановить циркуляцию. Если циркуляция восстановилась полностью, продолжают спуск, восстанавливая циркуляцию через 2-3 свечи. Если циркуляция восстановилась частично, то осуществляют спуск бурильной колонны до забоя, скважину промывают до момента попадания обра-

ботанного раствора в зону поглощения и оставляют скважину в покое на 1,0-1,5 часа. После этого, прокачав еще 15-20 м³ раствора, наблюдают за выходом циркуляции. Если циркуляция восстановилась полностью, продолжают углубление скважины.

Если выход раствора из скважины не восстановился до исходного, то необходимо принять одно из двух решений:

- если объем раствора достаточный, то необходимо при частичном поглощении пробурить весь поглощающий интервал, после чего повторить операцию подъема буровой колонны на 10-12 свечей выше кровли этого интервала, выдержать скважину без циркуляции и дальнейший спуск осуществлять с промежуточными промывками. В 80-90 % случаев после этих операций поглощения прекращаются. При продолжении поглощения в зону поглощения закачивают пачку низко-пластичного раствора объемом 4-10 м³. Этот раствор готовят на основе раствора с добавлением бентонита и хлористого кальция. Параметры раствора: условная вязкость (УВ) – нетекучая, СНС > 200 МПа. Плотность и показатель фильтрации не регламентируются;

- если объем раствора в приемных емкостях недостаточный, буровую колонну приподнимают на 10-12 свечей выше кровли поглощающего пласта, прекращают циркуляцию и пополняют объем бурового раствора путем завоза его с других «кустов», либо путем заготовки его из бентонитового глинопорошка.

При возникновении катастрофических поглощений в сильно трещиноватых породах либо зонах тектонических нарушений инструмент поднимают из скважины, спускают в зону поглощений "голый" конец и закачивают в скважину быстросхватывающуюся вязко-пластичную смесь с волокнистым наполнителем (кордовое волокно, нитронное волокно и др.).

Если поглощающий пласт является водоносным, то целесообразно закачивать в его зону нефтебентонитовую смесь, приготовленную в массовом соотношении: нефть – часть, бентонит – 2-2,5 части. Смесь готовят в мернике цементировочного агрегата.

Использование для ликвидации поглощений наполнителей (древесных опилок, различной шелухи и т.д.) не рекомендуется, так как они, попадая в зазоры между торцевыми частями турбинок, приводят к полному торможению вала турбобура и необходимости его замены. Кроме того, в дальнейшем требуются большие затраты времени для полной очистки раствора от этих добавок.

В случае, когда интервал поглощения заведомо известен, эффективным (кроме снижения плотности раствора и придания ему требуемых реологических характеристик) является бурение данного интервала с одновременной гидроструйной кольматацией.

1.6. Зашламление ствола скважины

Одним из часто встречающихся осложнений процесса бурения является образование шламовых пробок в стволе скважины. Они образуются вследствие плохой выносной способности бурового раствора. Признаками образования шламовых пробок являются:

- 1) отсутствие шлама на сетке вибросита в процессе бурения скважины;
- 2) несоответствующее (меньшее) величине механической скорости количество шлама на сетке вибросита;
- 3) пульсация давления в стояке при бурении или промывке скважины;
- 4) подъем бурильной колонны с затяжками в кавернозной части ствола;
- 5) спуск инструмента с посадками в кавернозной части ствола;
- 6) снижение механической скорости бурения в однородных интервалах.

Отложение шлама в кавернах вызывается плохими реологическими характеристиками бурового раствора и несоответствующим характером (режимом) течения потока в затрубном пространстве. Характер течения потока предопределяется двумя факторами: скоростью течения потока и режимом течения. Если скоростью потока (производительностью насосов) в большинстве случаев варьировать нет возможности, то режимом течения в определенном диапазоне можно управлять. Режим течения предопределяется двумя реологическими параметрами: коэффициентом нелинейности « n » и коэффициентом пластичности « m ». Для практического решения задачи можно использовать только коэффициент пластичности.

Чем меньше значение « m », тем больше разница скоростей течения в центре и на периферии потока.

Естественно, что при большой разнице скоростей шлам отбрасывается к стенке скважины и откладывается в кавернах. Следовательно, для улучшения выноса шлама необходимо обеспечить такой режим течения, когда скорость течения по всей площади кольца стремилась бы к постоянной. Такой режим обеспечивается при значениях коэффициента пластичности $m > 5$. Увеличить значение « m » в зависимости от содержания коллоидной фазы можно двумя способами:

- при оптимальном содержании коллоидной фазы ($C_k = 2,1-2,4$ %) частичной коагуляцией раствора путем обработки его $1,5-3$ м³ пластовой воды или 20-40 кг хлористого кальция, растворенного в воде;
- при недостаточном содержании коллоидной фазы ($C_k = 2,1$ %) – совместной обработкой бентонитовым глинопоршком и хлористым кальцием (пластовой водой).

Однако указанные методы больше предназначены для очистки ствола, загрязненного шламом. Для предотвращения загрязнения ствола необходимо в процессе бурения поддерживать соответствующее значение коэффициента пластичности путем поддержания необходимого соотношения

в буровом растворе воды, коллоидной фазы и полимера, о чем указывалось ранее. Избыток полимера или недостаток коллоидной фазы приводят к резкому снижению значения коэффициента « m ».

Существующее мнение, что выносную способность раствора можно увеличить простым увеличением условной вязкости раствора, является ошибочным. Из промышленной практики известно, что повышение условной вязкости даже до 80-100 с не всегда улучшает выносную способность раствора. В то же время при вязкости 25-30 с, обеспечивается полный вынос шлама из скважины.

Необходимо также отметить и то, что увеличение скорости потока (производительности насосов) также не улучшает вынос шлама. Промысловые эксперименты и практика работ на Талинском, Ловинском и Шуминском месторождениях многократно это подтвердили. Так, при работе двух насосов на втулках $\varnothing 140$ мм (42 л/с) не обеспечивалась очистка скважины от шлама при низких значениях коэффициента m . В то же самое время при работе одного насоса на втулках $\varnothing 150$ мм (24 л/с) и значениях коэффициента $m=5-8$ с⁻¹ обеспечивался полный вынос шлама. Следовательно, коэффициент m является важным технологическим параметром бурового раствора.

1.7. Сальникообразование

Сальникообразование является одним из часто встречаемых явлений при бурении скважин. Не являясь осложнением, наличие сальника провоцирует другие осложнения. Поэтому очень важно понять, к каким последствиям может привести образование сальника, знать причины его образования, методы предупреждения и технологию проведения работ при его образовании.

Сальники образуются в местах резкого изменения диаметра элементов бурильной колонны, то есть в местах существенного снижения скорости течения потока и в местах завихрений.

Сальник представляет собой плотно спрессованные глинистые частицы, обхватывающие трубу или другой элемент бурильной колонны меньшего диаметра, чем нижерасположенный. Таким образом, сальники образуются над долотом, над замками, над турбобуром. Наиболее опасным является наддолотный сальник, по диаметру достигающий диаметр долота.

Признаки наличия сальника и возможные осложнения:

- подъем инструмента сопровождается самопроизвольным изливом раствора из скважины, то есть происходит так называемое поршневание или свабирование, вследствие чего под долотом образуется зона пониженного давления и происходит приток пластового флюида в скважину. В результате может произойти нефтегазопроявление или обвал неустойчивых пород;

- подъем инструмента осуществляется с затяжками неравномерной величины. Неоднозначность величины затяжек зависит от фактического

диаметра скважины. В интервалах номинального диаметра величина затяжек имеет одно значение, в местах сужений достигает величин, значительно превышающих вес колонны, а в ряде случаев делает невозможным подъем инструмента.

В интервалах резкого сужения ствола скважины при определенных условиях возможно сползание сальника с долота и оставление его в скважине. Оставление сальника в скважине осложняет последующий спуск инструмента. В месте оставления сальника происходит посадка инструмента, вызывающая необходимость проработки ствола. В связи с тем, что сальник разбуривается очень плохо, приходится его «толкать» до забоя, где имеется возможность его разбурить. В некоторых случаях при «толкании» сальника возможно повторное его «одевание» на долото со всеми последствиями, характерными для вновь образованного сальника;

- увеличение давления в стояке за счет перекрытия сальником кольцевого пространства. Вследствие этого может открыться забойное поглощение бурового раствора, становится невозможным бурение из-за перегрузки буровых насосов;

- постепенное снижение механической скорости бурения, вплоть до полной остановки. Это происходит по двум причинам:

долото обволакивается глиной, ухудшается очистка забоя от шлама, который усугубляет сальникообразование, создаются условия для многократного перемалывания шлама на забое. Фактически долото работает само на себя;

образование сальника увеличивает моментоемкость долота, вследствие чего постепенно снижается число оборотов вала забойного двигателя вплоть до полной его остановки.

Образование сальника является следствием плохого качества раствора. При соблюдении регламентов по обработке, управлению свойствами и очистке раствора сальникообразование исключается.

В случае, если замечено образование сальника, необходимо принять меры по его разрушению, что достигается путем расхаживания инструмента на забое с резкими остановками. Одновременно необходимо осуществлять обработку раствора с целью исключения условий для образования сальника.

Наиболее благоприятные условия образования сальника – это применение растворов с высоким содержанием твердой фазы, то есть растворов с повышенной плотностью. Поскольку сальники образуются в зонах пониженной скорости и зонах завихрений, то здесь важную роль играют седиментационные и инерционные силы. Этим явлениям в первую очередь подвергаются более крупные частицы глины. Тем более, что они не связаны с другими частицами межмолекулярными силами притяжения, как это имеет место между коллоидными частицами. Эти грубодисперсные частицы являются в системе глинистого раствора наполнителем.

Следовательно, для снижения вероятности образования сальника необходимо до минимума уменьшить содержание в растворе грубодисперсных частиц, а этого можно достичь только постоянной работой илоот-

делителя и правильной обработкой раствора, и, в первую очередь, реагентом-флокулянтном.

При повышении содержания твердой фазы уменьшить вероятность образования сальника можно вводом увеличенного количества смазочной добавки.

Второй причиной сальникообразования является недостаточное содержание в растворе полимера. При этом часть глинистых частиц обволакивается пленкой полимера, а другая часть остается без полимера. Частицы глины без полимерной пленки обладают высокой степенью липкости, что приводит к их слипанию и налипанию в зонах завихрений.

Из сказанного видно, что главным мероприятием по предупреждению сальникообразования (кроме работы илоотделителя) является поддержание в растворе требуемого содержания полимера.

Благоприятные условия для образования сальника возникают в случаях, когда бурение из-под кондуктора начинают на необработанной технической воде. Бурение на необработанной технической воде до глубины 700-900 м способствует ускоренному распусканию глины и увеличению содержания твердой фазы ($\rho=1060-1120 \text{ кг/м}^3$). Естественно, что, начав обработку раствора такой плотности полимером, невозможно сразу достичь требуемой его концентрации. При очень малых концентрациях акриловые полимеры обладают сильной флокулирующей способностью. Это приводит к интенсивному укрупнению глинистых агрегатов, что улучшает условия образования сальника. Таким образом, видно, что продолжительность ввода требуемого количества полимера, а это время равно 2-3 циклам промывки, вполне достаточна для образования мощного и прочного сальника. Имеется ряд примеров, когда через 1-1,5 часа после начала ввода полимера образовывался мощный сальник, приводивший к полному прекращению проходки.

Следовательно, для предотвращения образования сальника бурение из-под кондуктора необходимо начинать на обработанной полимером технической воде и при дальнейшем бурении поддерживать его содержание на заданном уровне.

Контрольные вопросы к разделу 1

1. Что такое авария, осложнение и брак при строительстве скважин, в чём их отличие?
2. Назовите общую классификацию аварий и осложнений по видам.
3. Что такое прихват, виды прихватов, причины возникновения?
4. Что такое поглощение, разделение по интенсивности и характеру, основные причины возникновения?
5. Что такое потеря устойчивости ствола скважины, причины?
6. Что такое нефтегазопрооявления, виды, причины?
7. Что такое зашламовывание ствола скважины, виды, причины?
8. Что такое сальникообразование, причины?

2. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ПРИХВАТА КОЛОННЫ ТРУБ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ

Нередко для подъема колонны из скважины требуется приложить усилие, значительно превышающее вес колонны, которое принято называть *затяжкой*. Если же для страгивания колонны с места требуется приложить усилие, при котором напряжение в трубах приближается к их пределу прочности, либо усилие, близкое к пределу допустимому для вышки или талевой системы, осложнение называют *прихватом*.

2.1. Общие технологические мероприятия по предупреждению прихватов

Для предупреждения прихватов необходимо придерживаться требований Инструкции по борьбе с прихватами колонны труб при бурении скважин [39]. При этом должны соблюдаться следующие основные требования.

1. Правильно выбрать вид промывочной жидкости для данной площади с учетом новейших достижений в этой области. Необходимо по возможности переходить на промывочные жидкости с малым содержанием глинистых и твердых фракций частиц, обработанные химическими реагентами и ПАВ, которые создают условия для предупреждения прихватов и лучшие возможности для качественного вскрытия продуктивных горизонтов.

2. Плотность бурового раствора должна исключать, превышение избыточного давления на пласт не более чем это установлено нормами согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», Приказ от 12 марта 2013 г. N 101 [48], для чего геологическая служба должна прогнозировать пластовые давления с наибольшей точностью. Вскрытие пластов осуществляется с превышением забойного давления над пластовым не менее чем на 10 % для скважин глубиной по вертикали до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м) и на 5 % для интервалов от 1200 м по вертикали до проектной глубины. За исключением случаев вскрытия пластов в условиях отрицательного дифференциального давления, которое осуществляется с применением специального оборудования с обоснованием безопасной величины депрессии.

В необходимых случаях в рабочем проекте может устанавливаться большая плотность бурового раствора, но при этом максимально допустимая репрессия (с учетом гидродинамических нагрузок) должна исключать возможность гидроразрыва пород или поглощения раствора на любой глубине интервала совместимых условий бурения. Нельзя допускать отклоне-

ний от установленной плотности в геолого-технологическом наряде (ГТН) бурового раствора более чем на $\pm 30,0 \text{ кг/м}^3$

3. Для повышения противоприхватной способности необходимо в течение всего цикла бурения скважины поддерживать в промывочной жидкости определенное содержание смазочных веществ. Количество смазывающих веществ в буровом растворе следует определять с помощью прибора СР-1. Рекомендуемое количество нефти, вводимое в буровой раствор с плотностью (1100-2000) кг/м^3 , колеблется в пределах (6-15) %.

Для исключения гидрофобизации и предупреждения осаждения частиц утяжелителя последний перед вводом в раствор гидрофилизуют, т.е. обрабатывают химреагентами гидрофилизаторами (УЦР; КМЦ; гипан; ТПФН и др.).

4. Нельзя оставлять бурильную колонну без движения в открытой части ствола, особенно при вскрытых неустойчивых пластах, в продуктивных горизонтах, сильнопористых и проницаемых породах, а также напротив пород, склонных к образованию осыпей и обвалов.

В случае вынужденного оставления бурильной колонны в открытом стволе скважины бурильщику запрещается оставлять тормоз лебедки и вменяется в обязанность принять меры к подъему колонны и обеспечению постоянной промывки забоя по возможности с вращением колонны ротором или ключами.

5. При кратковременном (до 0,5 ч) прекращении циркуляции бурового раствора надо поднять колонну бурильных труб от забоя не менее чем на 15 м и через 2-5 минут расхаживать и проворачивать ротором. При прекращении циркуляции или неисправности оборудования, на устранение неполадок которых потребуется более 30 мин, бурильную колонну надо поднять в обсадную.

6. Постоянно следить за нормальной работой насосов, механизмов очистки бурового раствора (вибросита, гидроциклона и др.), а также исправностью бурильной колонны.

7. При бурении следует делать контрольный приподъем бурильной колонны на 10-15 м через 45 мин бурения при отсутствии затяжек и не реже чем через 15-17 мин бурения при их наличии. В последнем случае перед наращиванием надо прорабатывать пробуренный участок до полного устранения затяжек.

2.2. Предупреждение прихватов первой группы

1. Снизить перепад давления $\Delta P = P_{\text{гидр}} - P_{\text{пл}}$. Это означает, что бурение необходимо вести с минимальным превышением давления столба бурового раствора ($P_{\text{гидр}}$) над пластовым ($P_{\text{пл}}$) с учетом возможности пульсации и поршневого эффекта в скважине. Не допускать увеличения плотно-

сти бурового раствора в затрубном пространстве, особенно при бурении скважин большого диаметра, из-за насыщения его большим количеством выбуренной породы. С этой целью ограничивают механическую скорость бурения.

2. Уменьшить площадь контакта бурильной колонны со стенкой скважины в зоне прихватаопасного горизонта. С этой целью в компоновку низа бурильной колонны следует включать противоприхватные опоры, квадратные УБТ, шестигранные и УБТ со спиральными канавками.

В качестве противоприхватных опор рекомендуется применять стабилизаторы и центраторы, диаметр которых на 5-10 мм меньше диаметра долота. УБТ со спиральной канавкой имеют площадь поверхности на 50 % меньше, чем гладкие УБТ и, следовательно, создают в два раза меньшую прижимающую силу.

3. Применяемые буровые растворы должны иметь минимальную водоотдачу и обладать хорошими смазывающими свойствами. Следовательно, буровой раствор на нефтяной основе является идеальным для разбуривания пластов, подверженным прихватам вследствие перепада давлений.

4. При бурении в прихватаопасном горизонте или ниже его нельзя оставлять бурильную колонну без движения даже на короткое время. Бурение в этом случае лучше вести роторным способом. В случае применения забойного двигателя необходимо обязательно вращать бурильную колонну. Промывку скважины перед подъемом, а также во время утяжеления бурового раствора, следует проводить с расхаживанием бурильной колонны в пределах длины ведущей трубы.

5. Так как с увеличением времени нахождения бурильной колонны в неподвижном состоянии тяжесть прихвата возрастает, то для ускорения его ликвидации рекомендуется в компоновку бурильной колонны включить ударные механизмы (например, ГУМ, ВУК и др.).

2.3. Предупреждение прихватов второй группы

Заклинивание колонны труб при бурении глубоких скважин возникает чаще, чем прихваты под действием перепада давления.

Залогом успешной борьбы с заклиниванием бурильной колонны является правильный выбор компоновки низа бурильной колонны. Она должна обеспечивать бурение скважины на оптимальных режимах; не создавать больших гидравлических сопротивлений; исключать искривление ствола, которое, как правило, является главной причиной образования желобов; не допускать потерю диаметра ствола скважины и скопления на забое шлама и мелких металлических предметов.

В условиях повышенной опасности самопроизвольного искривления наиболее эффективно применять жесткие КНБК, которые должны включать установку калибратора над долотом и УБТ увеличенного диаметра с разме-

щением над ними центрирующих элементов с одной опорой при угле падения пластов до 10^0 и с двумя опорами при наклоне пластов более 10^0 .

При бурении скважин большим диаметром (>394 мм) в устойчивых и перемежающихся по крепости породах с крутым падением пластов, способствующим естественному набору кривизны, желателен роторный способ со ступенчатой компоновкой породоразрушающего инструмента с пилот-долотом. В нижней части бурильной колонны между бурильными трубами и УБТ, а также между свечами УБТ необходимо устанавливать выводящие переводники или лопастные спиральные центраторы с длиной корпуса 1,2-2,0 м и диаметром на 5-10 мм меньше диаметра долота. При бурении вертикальных скважин в интервале применения одного размера долота КНБК должна быть постоянной и исключать резкое изменение зенитного и азимутального углов. Против образования желобов хороший эффект дает бурение с эксцентричным переводником, устанавливаемым над долотом.

При бурении в твердых и средних породах через каждые 300 м измеряют профилемером диаметр скважины, а в мягких – через каждые 500 м. Считают, что если при подъеме бурильной колонны 2 раза подряд произошли затяжки, причем интенсивность их возросла по сравнению с предыдущим подъемом, то это указывает на образование желоба. Вначале следует произвести профилометрию и попытаться устранить желоб проработкой ствола скважины долотом с установленным над ним шарошечным центратором. При безрезультатности проработки ствола скважины с помощью шарошечного центратора интервал ствола на участке желоба прорабатывают гидравлическими расширителями. Если расширители не позволяют устранить желоба, то их нейтрализуют взрывом гибких зарядов, взрывчатого вещества (ВВ), для чего торпеды шашечные или другие виды ВВ закладывают в брезентовые (пожарные) рукава и опускают их в желоб. Максимальная длина торпед достигает 30 м, мощность до 3 кг ВВ на 1 м. Гибкие торпеды повторяют профиль желоба, что обеспечивает его устранение, как правило, одним взрывом.

При заклинивании бурильной колонны во время затяжки ее в желоб приостанавливается подъем, и категорически запрещается освобождать прихваченную колонну вытягиванием ее вверх. Необходимо попытаться сбить колонну вниз.

Для предупреждения прихватов, возникших вследствие заклинивания колонны бурильных труб в суженной части ствола, необходимо обратить внимание на следующее.

Осторожно следует спускать в скважину бурильную колонну с элементами, имеющими форму, отличную от предыдущей, – четырехшарошечное долото после трехшарошечного, 178 мм УБТ после 146 мм и т.д. При возникновении посадок надо остановить спуск колонны, поднять ее на длину 15-20 м, проработать опасный интервал и только тогда продолжать спуск колонны.

Призабойную часть ствола скважины необходимо прорабатывать. Нагрузка на долото при проработке должна составлять 20-30 кН и менее.

Для исключения заклинивания алмазного долота необходимо две последние трубы опускать со сплошной проработкой призабойной зоны.

Компоновка низа бурильной колонны должна включать ударный механизм над УБТ с целью оперативного применения его в случае возможного заклинивания. Заклинивание бурильных и обсадных колонн при спуско-подъемных операциях посторонними предметами, падающими через устье, предупреждается установкой на устье полуавтоматического устройства для предупреждения попадания посторонних предметов в скважину или резинового круга над ротором.

2.4. Предупреждение прихватов третьей группы

Для предупреждения прихватов в интервалах, где породы (каменная соль, бишофиты, глины, аргиллиты) неустойчивы, выпучиваясь и осыпаясь прихватывают находящуюся в скважине колонну труб, необходимо осуществлять такие работы.

1. Создавать условия для бурения неустойчивых интервалов с максимально возможными скоростями, не допуская остановок.

2. Применяемый буровой раствор должен поддерживать ствол в хорошем состоянии, исключать затяжки, посадки и образование больших каверн. Рекомендуется для разбуривания глин, аргиллитов, засоленных глин - хлоркалийевый буровой раствор; для разбуривания терригенных пород с пропластками солей - буровой раствор на основе гидрогеля железа (магния); в других более сложных условиях - известково-битумный раствор.

3. При непрекращающихся явлениях сужения ствола выпучиваемыми породами необходимо утяжелить буровой раствор на 10-15 % по сравнению с требуемым геолого-техническим нарядом (ГТН) или пересмотреть соответствие типа промывочной жидкости геолого-техническим условиям бурения.

4. В породах, склонных к сальникообразованию, рекомендуется применять равнопроходную конструкцию низа бурильной колонны, обеспечивающую высокую скорость выходящего потока. Следует исключать ступенчатые диаметры при проводке необсаженного ствола скважины.

5. В скважину, пробуренную роторным способом и с использованием долот режущего типа, запрещается спускать турбобур без предварительной проработки ствола шарошечным долотом.

6. При повышении давления на выкидной линии насосов прекратить бурение и привести в нормальное состояние ствол скважины интенсивной промывкой с расхаживанием и вращением колонны труб ротором с частотой не менее 80 об/мин, не допуская натяжения колонны сверх собственного веса.

2.5. Ликвидация прихватов

Ликвидация прихватов сводится к устранению или уменьшению, удерживающей бурильную колонну, силы до уровня, при котором ее можно преодолеть. Эффективность ликвидации прихвата, как всегда, определяется правильностью выбора способа или набора способов, которые бы отвечали и соответствовали типу прихвата. Выбору технологического решения предшествует определение места прихвата и диагностика типа прихвата. Время, прошедшее с начала прихвата, является, как правило, фактором, усугубляющим осложнение. Поэтому все необходимые измерения следует делать оперативно, а до начала операции проводить работы (промывку, расхаживание и т.п.) с целью воспрепятствовать усложнению возникшей ситуации.

2.6. Определение места прихвата

В случае прихвата труб, прежде всего, необходимо определить место прихвата, воспользовавшись методом, основанным на замерах удлинения труб при растяжении. Трубы изготовлены из упругого материала и все формулы и графики для расчетов строятся, с применением модуля упругости стали, который приблизительно равен $206,8 \cdot 10^3$ МПа. Замерив, удлинение колонны при определенном растягивающем усилии, можно вычислить длину неприхваченной части по формулам или графикам, приводимым в справочниках.

Так как прямолинейных скважин практически не существует, надо учитывать силы трения колонны о стенки скважины и принимать меры к уменьшению влияния этих сил. Следует провести расхаживание колонны в течение некоторого времени с натяжкой на 10-15 % выше собственного веса и с разгрузкой на такую же величину.

Существуют технологические приемы, позволяющие уменьшить погрешность определения прихвата по величине удлинения колонны. При этом следует помнить о факторах, не поддающихся оценке. Так формулы и графики не учитывают влияние УБТ и труб с утолщенной стенкой.

Сначала надо создать натяжение, равное весу на крюке до прихвата колонны (или равное весу колонны в воздухе), сделать на верхней трубе отметку против стола ротора и обозначить ее буквой **а**. Затем нужно создать дополнительное натяжение в пределах допустимых кратковременных нагрузок на трубы и разгрузить колонну до собственного веса, сделать отметку **б**. Она окажется ниже отметки **а**. Расстояние между отметками по-прежнему вследствие сил трения в скважине.

Теперь следует создать натяжение в пределах рабочих (продолжительных) нагрузок на трубы, сделать отметку **в** и затем натянуть колонну до уровня нагрузки, при которой сделана отметка **в**. После разгрузки колонны до нагрузки, при которой получена отметка **в**, надо сделать отметку **г**. За усредненные отметки принимаются середины отрезков **аб** и **вг**. Рас-

стояние между усредненными отметками – это удлинение колонны при изменении напряжения от собственного веса до нагрузки, соответствующей отметкам **в** и **г**.

Для вертикальных скважин длину свободной части колонны L можно определить по формуле

$$L = 5,44 \frac{l}{kQ} 10^3, \quad (2.1)$$

где l – удлинение колонны, м; Q – дополнительное растягивающее усилие, вызвавшее удлинение, Н; k – расчетный коэффициент, для бурильных труб $k=2,233/q$, для обсадных труб и НКТ $k = 2,084/q$; q – масса 1 м труб, кг.

Этот метод определения места прихвата не отличается совершенной точностью и надежностью, так как на результаты расчетов влияет много факторов, среди которых трение, перегибы ствола скважины, угол его наклона, износ труб. Однако метод часто дает возможность найти причину прихвата: желобная выработка, перепад давления, смятие обсадной колонны или ее негерметичность.

Вместо расчетов можно воспользоваться графиками, которые приводятся во многих справочниках. Например, номограмма, состоящая из трех вертикальных шкал: на двух шкалах даны известные величины натяжения колонны и удлинения труб, а по третьей шкале находят искомую длину прихваченной части колонны. По любому из графиков можно найти приблизительную глубину прихвата и во многих случаях по этой информации можно составить мнение о причине прихвата или, по крайней мере, исключить другие причины.

Точность графиков и формулы практически одинакова, так как в обоих случаях сказывается влияние трения в скважине, степени износа труб и точности индикатора веса. Однако следует отметить, что марка стали, из которой изготовлены трубы, не влияет на точность, поскольку модуль упругости одинаков для всех марок стали.

Очень важно учитывать выталкивающую силу, которая проявляет себя особенно в бурящихся скважинах и в меньшей мере в обсаженных и в эксплуатационных скважинах. Она может играть существенную роль при определении веса спускаемых в скважину УБТ. Ведь в буровом растворе плотностью 1920 кг/м^3 они будут влиять на треть меньше, чем в воздухе. Однако, когда трубы прихвачены, выталкивающая сила действует только на прихваченную часть колонны и на поверхности не проявляется. Как только бурильная колонна освобождается, выталкивающую силу надо снова принимать в расчет.

2.7. Инструменты для определения кровли зоны прихвата

Существуют приборы, которые можно спустить на кабеле в скважину и точно определить место прихвата труб. Это высокочувствительные электронные устройства для замера напряжений в теле трубы, возникающих

при растяжении и скручивании. По кабелю информация передается на поверхность в станцию, где оператор интерпретирует полученные данные.

Наиболее распространенный инструмент для определения места прихвата – прихватомер (рис. 2.1). Он состоит из цилиндрического корпуса, в котором находится тензодатчик или микродатчик нагрузки. В верхней и нижней частях инструмента расположены пружинные фонари (рис. 2.1, а), магниты или другие узлы трения (рис. 2.1 б), которые фиксируют положение инструмента внутри труб. Если прихваченную часть колонны растягивать или вращать ротором, то трубы над зоной прихвата будут растягиваться или скручиваться. Это повлечет за собой изменение силы тока, проходящего через прибор. Микродатчик передаст эти изменения по кабелю на поверхность.

Если же прибор находится в прихваченных трубах, которые не реагируют на нагрузки, приложенные к колонне, то на поверхность не поступит никаких сигналов об изменении силы тока в приборе.

Нередко прихватомер спускают вместе с локатором муфт и в комбинации с торпедой (из детонирующего шнура, химической или кумулятивной). Такое совмещение экономит дорогостоящее время эксплуатации буровой установки, а также обеспечивает быструю сменяемость операций, что уменьшает вероятность ошибки при выборе интервала размещения торпеды. растягиваться или скручиваться. Это повлечет за собой изменение силы тока, проходящего через прибор. Микродатчик передаст эти изменения по кабелю на поверхность.

Желательно, чтобы специалисты по ловильным работам присутствовали при определении глубины прихвата и отсоединении не прихваченной части колонны, поскольку ловильные работы обычно начинаются сразу после этих операций. Они могут внести свои предложения, учитывающие предстоящие ловильные работы.

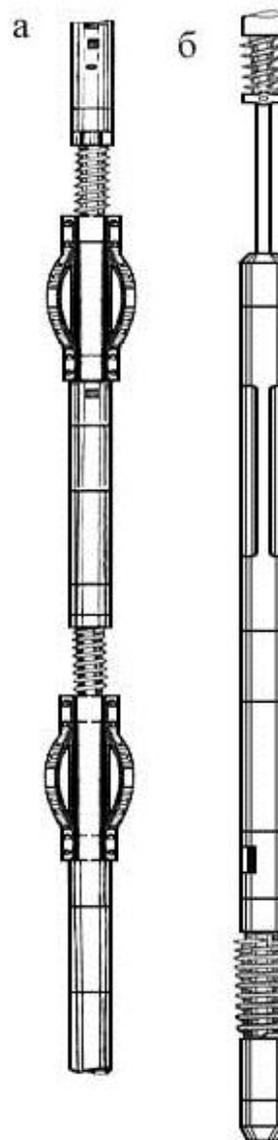


Рис.2.1. Прихватомеры:
а - с якорным устройством
в виде пружинных фонарей;
б – с магнитным якорным
устройством

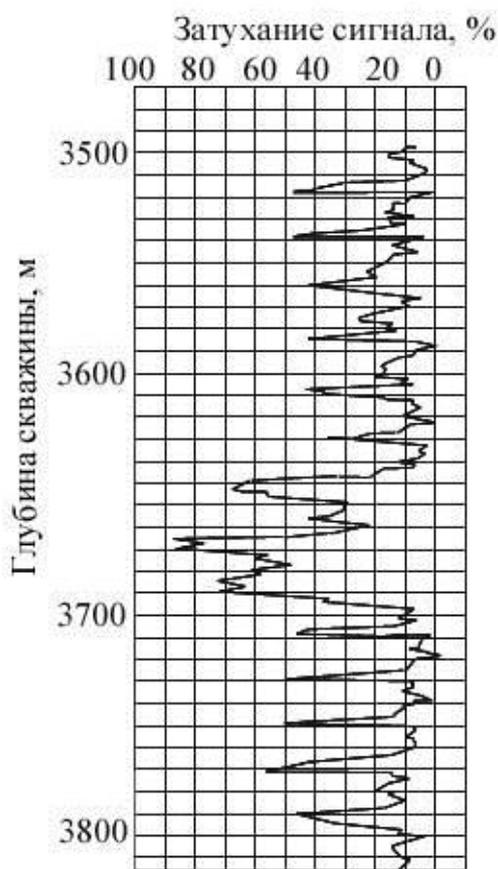


Рис. 2.2. Диаграмма извлекаемости труб

Эта информация может быть очень полезной при оценке ситуации и определении направления работ: отбивки яссами, обурировании или забурировании нового ствола скважины. Зондирование можно применять в буровых, обсадных или насосно-компрессорных трубах

На практике находят широкое применение геофизические методы определения прихватов с помощью магнитных меток.

2.8. Способы ликвидации прихватов и их краткая характеристика

Существующие способы ликвидации прихватов основаны на применении механических, гидравлических и физико-химических воздействий на зону прихвата или их комбинации.

Физико-химические способы основаны на закачивании в зону прихвата порций специальных жидкостей (так называемых жидкостных ванн), которые ослабляют или устраняют силу взаимодействия между поверхностью труб и фильтрационной коркой, а также породой.

Среди жидкостных ванн (ЖВ) наиболее широкое распространение получили нефтяные, кислотные, водяные с добавками различных ПАВ или

Зондирование прихваченных труб. Зондирование, позволяющее замерить интенсивность прихвата и протяженность зоны прихвата, может оказать существенную помощь при выборе способа ликвидации аварии. Зондирование основано на возбуждении колебаний в прихваченной колонне с одновременной фиксацией их интенсивности принимающим и записывающим устройствами. В интервалах прихвата колебания гасятся пропорционально его интенсивности. Скважинные приборы калибруются в заведомо не прихваченной трубе. Обычно это нижняя часть верхней трубы в колонне.

На рис. 2.2 показана диаграмма извлекаемости труб, где интенсивность прихвата выражена в процентах затухания сигнала. Диаграмма дает полную картину всех интервалов прихвата и возможных зон осложнений.

без них. Жидкостные ванны используют для ликвидации многих прихватов при условии сохранения циркуляции бурового раствора.

Нефтяные ванны в большинстве случаев применяют, когда прихват произошел в глинах, аргеллитах, алевролитах и других породах, в которых нефть снижает силы адгезии металла с фильтрационной коркой и уменьшает коэффициент трения между ними. Наиболее приемлемую считают безводную малопарафинистую нефть невысокой плотности с добавками ПАВ. Кислотные ванны применяют, когда прихват произошел в доломитах, известняках и других породах, поддающихся действию кислот.

Водяные ванны эффективны в солях, песчаниках и других породах, в которых ослаблены связи между кристаллическими решетками.

Объем $V_{ж}$ определяют по выражению

$$V_{ж} = V_{кп} + V_{б}, \quad (2.2)$$

где $V_{кп}$ – объем кольцевого пространства на длине установки ванны; $V_{б}$ – объем бурильной колонны, заполненной жидкостью ванны; который используют для периодической подачи порции ванны в зону прихвата.

Для предупреждения всплытия ЖВ ($P_{ж} < P_{в}$) целесообразно закачать буферную жидкость перед и после ЖВ на длине 150-200 м затрубного и внутритрубного пространства. Для эффективного освобождения прихваченных труб минимальный рекомендуемый объем ЖВ должен составлять 24 м³. Для обработки фильтрационной корки жидкость в скважине следует оставлять в скважине минимум на 8 часов.

После закачивания ЖВ и промывочной жидкости краны на заливочной (цементирующей) головке закрывают. В зависимости от вида прихвата колонна частично разгружается или остается под напряжением. Периодичность последующих расхаживаний не должна быть реже двух раз в час.

Использование нефти ведет к снижению гидростатического давления бурового раствора и для компенсации падения градиента давления могут быть применены утяжелители. Это особенно важно в скважинах, в которых возможно проявление.

Гидравлические способы базируются на изменении, прежде всего гидравлического давления в зоне прихвата путем регулирования гидростатической составляющей давления или формирования гидравлических импульсов и волн в столбе бурового раствора (в трубах и затрубном пространстве).

Среди этих способов наибольшее распространение получил гидроимпульсный способ (ГИС), разработанный институтом механики МГУ. ГИС рекомендуется для ликвидации различных прихватов. При использовании ГИС низ бурильной колонны (долото) должен быть выше забоя, ибо способ основан на сбивании инструмента вниз и снижении гидравлического давления в скважине. ГИС относится к категории оперативных способов, не требующих длительного времени для его подготовки и осуществления.

Способ основан на создании избыточного давления внутри бурильной колонны или затрубном пространстве и последующем мгновенном снятии этого давления при быстром открытии затвора. В качестве последнего можно использовать различные запорные быстро открывающиеся устройства (разрывающиеся диафрагмы, золотники, пробковые краны и др.). Называют ГИС, при создании предварительного избыточного давления внутри бурильной колонны, прямым (ПГИС), а при создании этого давления в затрубном пространстве - обратным (ОГИС).

ГИС можно реализовать, прежде всего, при наличии циркуляции бурового раствора, а в отдельном случае даже при ее отсутствии. Однако в последнем варианте способа колебательные процессы менее интенсивны.

При отсутствии циркуляции избыточное давление создают не путем замещения тяжелой жидкости на более легкую, а простым нагнетанием ранее применяемого бурового раствора в бурильную колонну как в замкнутый сосуд.

Избыточное давление при реализации ПГИС, находясь в пределах допустимых для бурильной колонны значений, создает напряжения растяжения в трубах и напряжения сжатия - в жидкости. При мгновенном открытии запорного устройства формируются волны разгрузки в колонне и жидкости, которые распространяются от устья к забою. Скорость распространения продольной волны в стали близка к 5000 м/с, а в жидкости примерно в 4 раза меньше. При наличии циркуляции дополнительно возникает переток жидкости из затрубного пространства внутрь бурильной колонны.

Перечисленные процессы формируют сильные затухающие колебания в бурильной колонне, которые способствуют ликвидации прихвата. Интенсивность колебаний определяется величиной первоначального избыточного давления. После затухания колебаний высота столба бурового раствора в скважине уменьшается, а следовательно, и гидростатическое давление. Для предотвращения возможного осложнения и, прежде всего нижнего предельно допустимого значения гидростатического давления в скважине необходимо постоянно доливать буровой раствор в скважину.

Механические способы основаны на создании квазистатических (расхаживание инструмента и отбивка ротором), вибрационных или ударных нагрузений (в том числе и за счет взрыва) на бурильную колонну, которые действуют на зону прихвата. Расхаживание инструмента и отбивку ротором не считают самостоятельным способом.

Расхаживание и отбивку ротором применяют, прежде всего, при дифференциальном прихвате, вследствие образования сальника и заклинивания в суженной части ствола.

При дифференциальном прихвате рекомендуется расхаживание и отбивку ротором вести с максимально возможными нагрузками в течение 30 мин.

Среди механических способов ликвидации прихватов нашли широкое применение в практике бурения ударные механизмы: ГУМ – гидравлический ударный механизм, ВУК – возбудитель упругих колебаний, УЛП – устройство для ликвидации прихватов и взрывные устройства:

торпеда из детонирующего шнура (ТДШ) и торпеда корпусная из детонирующего шнура (ТКДШ).

На рис. 2.3 приведены принципиальные схемы выше названных ударных механизмов. Все они имеют боек, наковальню и захватно-освобождающее устройство или замок. Боек жестко связан с колонной труб, а наковальня - с прихваченным инструментом.

Назначение замка - обеспечить возможность упругого продольного деформирования бурильной колонны (разгрузкой или натяжением) при заданном положении бойка по отношению к наковальне, а затем резко освободить боек, который в конце пути разгона ударяет по наковальне.

В качестве примера рассмотрим конструкцию и принцип работы ГУМ (рис. 2.3, б), как наиболее распространенного в практике бурения.

Он состоит из ствола 2 с каналом 8, корпуса 3, имеющего камеры большого 5 и малого 7 диаметров, поршня-бойка 6 и наковальни 4, а также верхнего 1 и нижнего 9 резьбового соединения. Вся система ГУМа герметизирована и заполнена маслом. Для работы с ГУМом отсоединяют неприхваченную часть бурильной колонны и корпус ГУМа соединяют с прихваченной частью колонны. Затем натягивают бурильную колонну с усилием, превышающим ее вес на 200-800 кН. Вначале скорость ствола 2 с поршнем-бойком 6 будет небольшой, так как он движется вверх за счет перетекания масла из камеры большего диаметра 5 в меньшую 7 через три последовательных отверстия. Пройдя 213 мм, поршень-бойок попадает в камеру 5 с продольными пазами. При этом площадь сечения для прохода масла из большей камеры в малую увеличивается более чем в 200 раз. Масло свободно перетекает вниз, ствол 2, увлекаемый растянутыми трубами, мгновенно перемещается вверх и бойком 6 ударяет по наковальне 4.

Этот удар передается прихваченному инструменту через корпус 3 и резьбовое соединение 9. Для повторного удара перегоняют масло из нижней (малой) камеры в верхнюю, для чего на ствол создают осевую нагрузку 10-20 кН, направленную вниз. ГУМ готов к повторному удару.

Для осуществления ударов, направленных вниз, ГУМ разбирают, корпус 3 вместе с поршнем 6 поворачивают на 180° и снова собирают. Усилие разрядки замка зависит от вязкости масла, размеров отверстий, по которым перетекает масло, и надежной работы уплотнений. В процессе нанесения ударов усилие разрядки замка не регулируется. ГУМ разработан ВНИИБТ.

Возбудитель упругих колебаний (ВУК) (рис. 2.3, а), разработанный Институтом механики МГУ и ВНИИБТ, имеет замок, состоящий из ниппеля и муфты, на которых нарезана специальная геликоидная резьба. Зарядка замка обеспечивается вкручиванием ниппеля в муфту с заданным моментом. Замок расцепляется осевым натяжением колонны, при этом ниппель вырывается из муфты, которая упруго деформируется. Для создания ударов снизу-вверх ВУК устанавливают, возможно, ближе к месту прихвата, а для создания ударов сверху-вниз ВУК устанавливают на расстоянии 500-1500 м от места прихвата. Усилие расщепления регулируют количеством оборотов закручивания ниппеля в муфту.

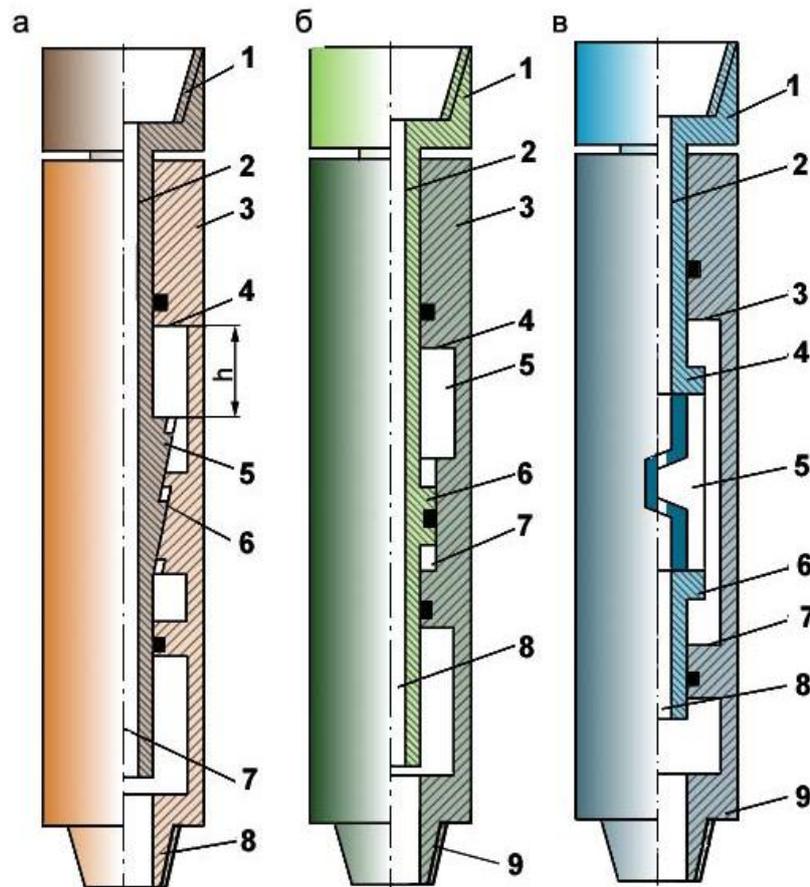


Рис. 2.3. Схема ударных механизмов:

а – ВУК (возбудитель упругих колебаний):

1 – верхнее соединение; 2 – ствол; 3 – корпус; 4 – наковальня; 5 – боек; 6 – резьбо-геликоидный замок; 7 – канал для бурового раствора; 8 – нижнее соединение;

б – ГУМ (гидравлический ударный механизм):

1 – верхнее соединение; 2 – ствол; 3 – корпус; 4 – наковальня; 5 – камера большого диаметра; 6 – поршень-бойк; 7 – камера малого диаметра; 8 – канал; 9 – нижнее соединение;

в – УЛП (устройство для ликвидации прихватов):

1 – верхнее соединение; 2 – ствол; 3 – верхняя наковальня; 4 – верхняя часть бойка; 5 – замок (зубчатая пара); 6 – нижняя часть бойка; 7 – нижняя наковальня; 8 – канал; 9 – нижнее соединение

Устройство для ликвидации прихватов (УЛП) (см. рис. 2.3, в), разработанное ВНИИКрнефть, имеет замок, выполненный в виде несамотормозящейся пары бокового взаимодействия. УЛП является механизмом комбинированного действия и обеспечивает удары вверх и вниз.

Усилие разрядки, а следовательно, и сила удара определяется углом поворота буровой колонны, т.е. крутящим моментом, создаваемым ротором. Для создания ударов снизу-вверх растягивают буровую колонну, а для нанесения ударов сверху-вниз колонну труб разгружают.

Работу ударных механизмов считают эффективной, если после 100-150 ударов колонна труб освобождается.

Широкое применение для ликвидации прихватов методом встряхивания получили шнуровые торпеды типа ТДШ и ТКДШ. Шнуровые торпеды опускаются в место прихвата или в непосредственной близости от него. Затем пропускают ток и создают взрыв. Мощность заряда легко регулируется на буровой типом, числом и длиной детонирующего шнура. При взрыве торпеды внутри колонны не остается частиц металла и материала от ее деталей.

Комбинированный способ - сочетание выше описанных способов в любой комбинации. Наибольшее распространение в практике бурения получило сочетание физико-химического воздействия с механическим. Например, нефтяная ванна + ГУМ. Эффективность ликвидации прихвата, прежде всего, зависит от правильности диагностики типа прихвата и выбранного способа его ликвидации.

В случае отсутствия достоверной информации по определению типа прихвата ликвидацию его осуществляют примерно в такой последовательности: расхаживание инструмента с отбивкой ротора; установка жидкостной ванны; применение ударных механизмов в комбинации с жидкостными ваннами или шнуровыми торпедами или без них. В случае, когда прихваченную колонну освободить не удастся, то приступают к развинчиванию бурильного инструмента или устанавливают цементный мост и забуривают новый ствол скважины.

Контрольные вопросы к разделу 2

1. Чем прихват отличается от затяжки?
2. Назовите основные общие мероприятия по предупреждению прихватов.
3. Какие меры необходимо предпринять для предупреждения прихватов первой группы?
4. Какие меры необходимо предпринять для предупреждения прихватов второй группы?
5. Какие меры необходимо предпринять для предупреждения прихватов третьей группы?
6. Какие методы ликвидации прихватов существуют?
7. Назовите буровой и геофизический инструмент по предупреждению и ликвидации прихватов, а также возможности и условия применения каждого из них.
8. Какой порядок действий при ликвидации прихватов первой группы?
9. Какой порядок действий при ликвидации прихватов второй группы?
10. Какой порядок действий при ликвидации прихватов третьей группы?

3. ПРОФИЛАКТИКА ВОЗНИКНОВЕНИЯ ПОГЛОЩЕНИЙ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ

Как известно, поглощение бурового раствора при бурении скважин является следствием возникновения перепада давления на пласт и наличия открытых каналов в трещиноватой или пористой горной породе.

Комплекс профилактических мероприятий целесообразно планировать во всех интервалах ожидаемых поглощений, а также при вскрытии развитых карстовых полостей и открытых каналов. Он повышает эффективность последующих изоляционных работ различными смесями или другими методами. Это обусловлено тем, что профилактические мероприятия, направленные в основном на снижение перепадов давлений на проницаемые пласты, предотвращают дренирование вскрываемых каналов ухода бурового раствора.

3.1. Подготовка скважин к вскрытию поглощающих горизонтов и применение профилактических мер

При бурении скважин на буровом растворе роторным способом подготовка к вскрытию поглощающего пласта сводится к созданию условий, обеспечивающих минимальные перепады давлений на проницаемые пласты и повышение закупоривающей способности бурового раствора. Снижение гидродинамических перепадов давлений в процессе промывки скважины может быть достигнуто регулированием реологических свойств бурового раствора – динамического напряжения сдвига τ_0 и пластической вязкости η . Так как на данном этапе в промысловых условиях замер этих параметров не производится, рецептура добавок реагентов к используемому в скважине буровому раствору для регулирования τ_0 и η прорабатывается в лаборатории, а в промысловых условиях контролируется величина статического напряжения сдвига (СНС) раствора.

При регулировании реологических и структурно-механических свойств профилактического бурового раствора одновременно со снижением его плотности рекомендуется:

- на небольших глубинах (600-800 м) с относительно большими кольцевыми зазорами между стенками скважины и колонной буровых труб бурение вести на растворах при повышенных значениях динамического, статического напряжений сдвига и пластической вязкости. Эта рекомендация обусловлена тем, что при небольшой глубине и увеличенных кольцевых зазорах перепад давлений на стенки скважины будет незначительно увеличиваться с повышением τ_0 и η , а вместе с тем при

повышенных значениях этих параметров будет снижаться глубина проникновения бурового раствора в проницаемые пласты, а рост во времени СНС раствора, зашедшего в поглощающие каналы и находящегося в покое, приведет к полной изоляции проницаемой зоны;

- на глубинах, превышающих 600-800 м, и при уменьшенных кольцевых зазорах бурение через ожидаемые поглощающие интервалы следует вести на пониженных значениях динамического, статического напряжений сдвига и пластической вязкости, так как рост τ_0 и η приведет к резкому увеличению гидродинамических перепадов давлений, а повышенная величина СНС может привести к гидроразрывам пород при восстановлении циркуляции или спуске колонны труб в скважину.

При подборе оптимального состава и концентрации наполнителей в профилактическом растворе (при роторном способе бурения) следует руководствоваться следующими рекомендациями.

При ожидаемой зоне поглощения с небольшими раскрытиями поглощающих каналов, вскрытие которых влечет за собой частичную потерю циркуляции бурового раствора и увеличение механической скорости бурения по сравнению с граничными непоглощающими интервалами на 45-60 %, в раствор следует ввести не менее двух наполнителей из числа следующих: опилки древесные, мелкая резиновая крошка, мелкая скорлупа ореховая, слюда-чешуйка.

При ожидаемой зоне поглощения с относительно крупными каналами ухода бурового раствора, вскрытие которых сопровождается полной потерей циркуляции и резким (в 2-4 раза) увеличением механической скорости бурения или небольшими провалами инструмента в раствор, следует ввести не менее трех из числа следующих наполнителей: гранулированный (крупноразмерная скорлупа ореховая, силикагель обработанный, резина дробленая), волокнистый (кордное волокно, кожа-"горох", хромовая стружка, опилки древесные), чешуйчато-пластинчатый (подсолнечная лузга, слюда-чешуйка). Возможны другие сочетания наполнителей, однако в их состав должен входить как обязательный компонент – гранулированный наполнитель.

Оптимальная суммарная концентрация наполнителей в буровом растворе не должна превышать 5-7 % весовых к объему раствора. Наполнители в буровой раствор необходимо вводить заранее – за 20-40 м до вскрытия потенциально возможного поглощающего интервала. Перед вскрытием поглощающего интервала при восстановлении циркуляции проводится проверка равномерности распределения наполнителя по объему всего бурового раствора путем отбора проб глинистого раствора. Содержание наполнителя определяется по его объему в каждой пробе.

При турбинном бурении ввод наполнителей в буровой раствор ограничен пропускной способностью забойного двигателя. Практически в качестве добавки в глинистый раствор могут быть использованы мелкая резиновая крошка с размером частиц менее 1 мм, водная дисперсия из отработанной резины, слюда-чешуйка. Первые два наполнителя могут применяться для изоляции пористых и мелкотрещиноватых пластов. Слюда-чешуйка рекомендуется для закупоривания мелко и среднетрещиноватых пород. Так как при турбинном бурении процент добавки наполнителя и его допустимый фракционный состав довольно небольшой, создание профилактического раствора, за исключением регулирования структурно-механических и реологических свойств его, очень затруднительно и имеет ограниченное применение.

3.2. Технология бурения при вскрытии и проходке проницаемых интервалов

Вскрытие и прохождение потенциально поглощающего интервала необходимо производить с постоянным контролем параметров бурового раствора. К началу ввода наполнителей циркуляция бурового раствора должна осуществляться в обход вибросит и других очистных устройств. При роторном бурении перед вскрытием потенциально поглощающего интервала и в процессе его прохождения следует снизить производительность промывки скважины до 8-15 л/с и число оборотов ротора до 60 в минуту.

При спуске колонны бурильных труб производить промежуточные промывки через каждые 200-300 м, начиная с башмака кондуктора. За 100 м до подхода к потенциально поглощающему интервалу снизить скорость спуска труб до 0,5 м/с. Запуск насоса при промежуточных промывках и на забое должен производиться плавно с одновременным медленным подъемом колонны бурильных труб и ее вращением для разрушения структуры раствора. Если в процессе бурения зафиксировано частичное поглощение бурового раствора, необходимо увеличить концентрацию наполнителей в нем и по возможности снизить производительность промывки. Состав вводимых наполнителей устанавливается исходя из анализа проб раствора, выходящего из скважины. Увеличение концентрации должно производиться теми наполнителями, количество которых в выходящем из скважины растворе уменьшается.

При вскрытии зоны полного поглощения необходимо, по возможности, снизить производительность промывки и продолжить углубление скважины, исходя из наличия рабочего объема бурового раствора в приемных емкостях. Если циркуляция к концу рейса не восстановилась, во вновь приготовленный для следующего рейса буровой раствор ввести гранули-

рованный наполнитель более крупной фракции по сравнению с применявшимся в предыдущем рейсе, оставив неизменными волокнистые и чешуйчато-пластинчатые типы наполнителей.

Для оценки эффективности закупоривания каналов ухода бурового раствора в процессе бурения с применяемыми типами наполнителей следует периодически определять положение динамического уровня при промывке (по отметке на колонне бурильных труб) и установившегося уровня после остановки насоса. Если отмечается постепенное повышение динамического уровня и установившегося уровня, бурение следует вести с выбранными типами наполнителей. Если положение уровней не изменяется, необходимо увеличить фракционный состав наполнителей или приступить к изоляционным работам. При наличии в разрезе скважины "многоэтажных" поглощающих интервалов с несколько близко расположенными зонами полного поглощения, когда при неизолированном лежащем выше интервале вскрывается новый, целесообразно до вскрытия его произвести тампонирующее изолирование интервала, после чего продолжить бурение с наполнителями. Очистку бурового раствора от наполнителей следует начать после полного восстановления циркуляции и углубления скважины не менее, чем на 50 м ниже подошвы поглощающего интервала. Одновременно следует постепенно увеличивать производительность промывки до оптимальной, предусмотренной техническим проектом. При этом нужно иметь в виду, что последующее увеличение плотности бурового раствора (если это предусматривается проектом) в большинстве случаев не приводит к поглощениям в пройденном с применением профилактического раствора интервале.

3.3. Рекомендации по применению наполнителей для ликвидации поглощений

При бурении скважин с промывкой структурированными растворами важную роль играет профилактика возникновения поглощения промывочной жидкости за счет ввода в нее заранее наполнителей, которые не осложняли бы нормального процесса бурения, но в случаях вскрытия проницаемых пластов надежно перекрывали каналы ухода жидкости из скважины.

В районах, где бурятся большие интервалы на воде, поглощения чаще всего ликвидируются путем закачивания в скважину больших объемов наполнителей в глинистый раствор или же путем закачивания твердеющих тампонажных смесей (преимущественно на основе цемента, глины). Во всех описанных технологических случаях борьбы с поглощением успех зависит от правильного выбора наполнителей - типа материала, из которого он изготовлен, размера частиц.

В большинстве случаев борьбы с поглощениями, а особенно в наиболее сложных ситуациях, встречающихся при бурении трещиноватых пород, правильный выбор закупоривающего материала основывается на оптимальном подборе комплекса наполнителей. При недостаточно накопленной или имеющейся информации о размерах и форме каналов в зонах поглощения бурового раствора применение смеси наполнителей из разных материалов дает наилучшие результаты. Общие основы подбора наполнителей в комплексы на основе данных практического опыта, лабораторных исследований, литературных источников могут быть сформулированы в виде положений.

При профилактике поглощений не рекомендуется вводить в циркулирующий буровой раствор чешуйчатые наполнители совместно с гранулированными, так как их присутствие скорее вызывает образование искусственных трещин, чем предупреждает их возникновение. При использовании гранулированных наполнителей значительно увеличиваются потери давления в затрубном пространстве, что приводит к увеличению забойного давления до давления раскрытия трещин и поглощению бурового раствора.

Хорошей совместимостью и высокой закупоривающей способностью при приготовлении "мягких" пробок, а также при добавке в тампонажные твердеющие смеси обладают материалы: волокнистые и чешуйчатые; волокнистые и гранулированные; гранулированные, волокнистые и чешуйчатые (с размером частиц в 2-3 раза меньшим размера частиц гранулированного наполнителя). При ликвидации поглощений высокой интенсивности (60-100 м³/ч и более) в крупнотрещиноватых породах следует для образования более плотного каркаса перемычек использовать крупно-размерные гранулированные наполнители из жесткого и упругого материала (например, керамзита, дробленого известняка, дробленой резины, вулканизированных отходов латекса).

Целесообразно при намыве наполнителей в зоны высокой интенсивности поглощения использовать одновременно наполнители разной плотности - всплывающие и оседающие. При ликвидации поглощений средней интенсивности (не более 40-60 м³/ч) хорошей результативностью отличаются комплексы, например, из следующих материалов: целлофана и слюды; шелухи зерновых и технических культур в смеси с гранулированными наполнителями, имеющими частицы различного размера.

При совмещении в растворах наполнителей из различных материалов необходимо поддерживать правильное их соотношение по типу и размерам частиц. Рекомендуется придерживаться следующих соотношений в комплексах наполнителей:

- при использовании гранулированных и пластинчатых наполнителей, добавка последних должна составлять не более половины от объема гранулированных;

- при смешивании волокнистых материалов с гранулированными или пластинчатыми следует стремиться к тому, чтобы объем волокнистых наполнителей приближался к объему гранулированных или пластинчатых.

Упругие гранулированные наполнители имеют преимущество в комплексах, особенно при необходимости создания перемычки в породах различной трещиноватости. При совмещении их с жесткими следует придерживаться соотношений от 2:1 до 3:1 (по объему).

При использовании высоких концентраций наполнителей необходимо предпринимать обычные меры предосторожности для обеспечения равномерного распределения наполнителей в жидкости-носителе перед закачиванием их в скважину.

3.4. Классификационное разделение наполнителей по назначению

На основе современной отечественной практики борьбы с поглощениями целенаправленное применение наполнителей можно классифицировать исходя из особенностей строения горной породы в поглощающем пласте и интенсивности поглощения бурового раствора. Дальнейшее сокращение времени на борьбу с поглощениями при проводке скважин зависит от использования следующих резервов:

- применения вместо однотипного наполнителя широкого ассортимента композиционных наполнителей;

- внедрения комплексов наполнителей.

Для выбора способа изоляционных работ с применением наполнителей и тампонажных смесей пользуются величиной удельной приемистости пласта, которая в различных районах определяется по-разному. Чаще всего определяют:

- удельную приемистость пласта при избыточном давлении в 0,1 МПа (q);

- удельную приведенную приемистость пласта при перепаде давления в 0,5 МПа на единицу мощности поглощающего пласта (q_1);

- удельную приемистость на единицу площади проницаемого горизонта при перепаде давления в 0,1 МПа (q_2).

На рис. 3.1-3.5 приведены рекомендации по применению различных типов наполнителей и их комплексов. Рекомендации даны в зависимости от величины максимальных размеров поглощающих каналов.

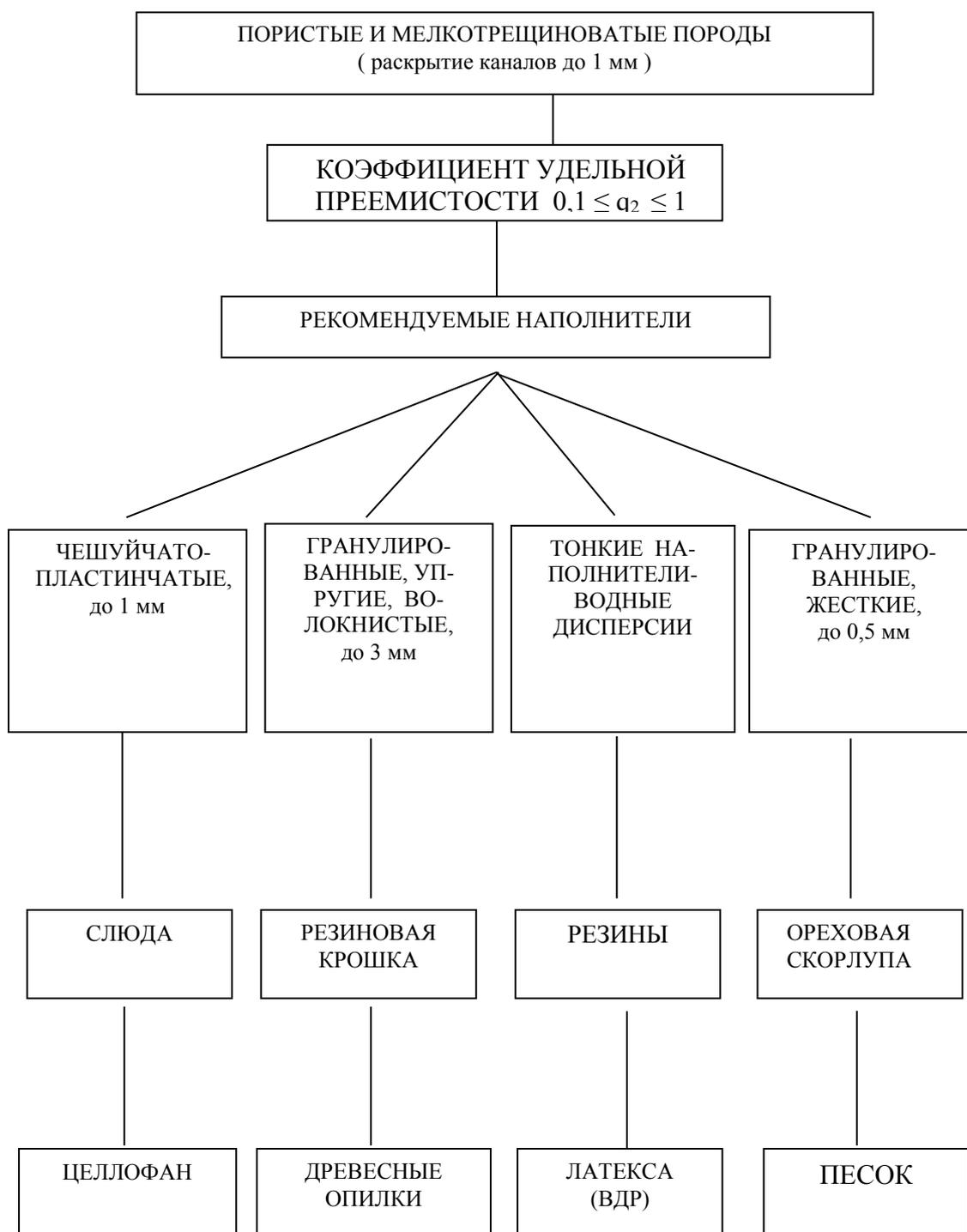


Рис. 3.1. Рекомендации по применению различных типов наполнителей при ликвидации поглощений в пористых и мелкотрещиноватых породах с раскрытием поглощающих каналов до 1 мм

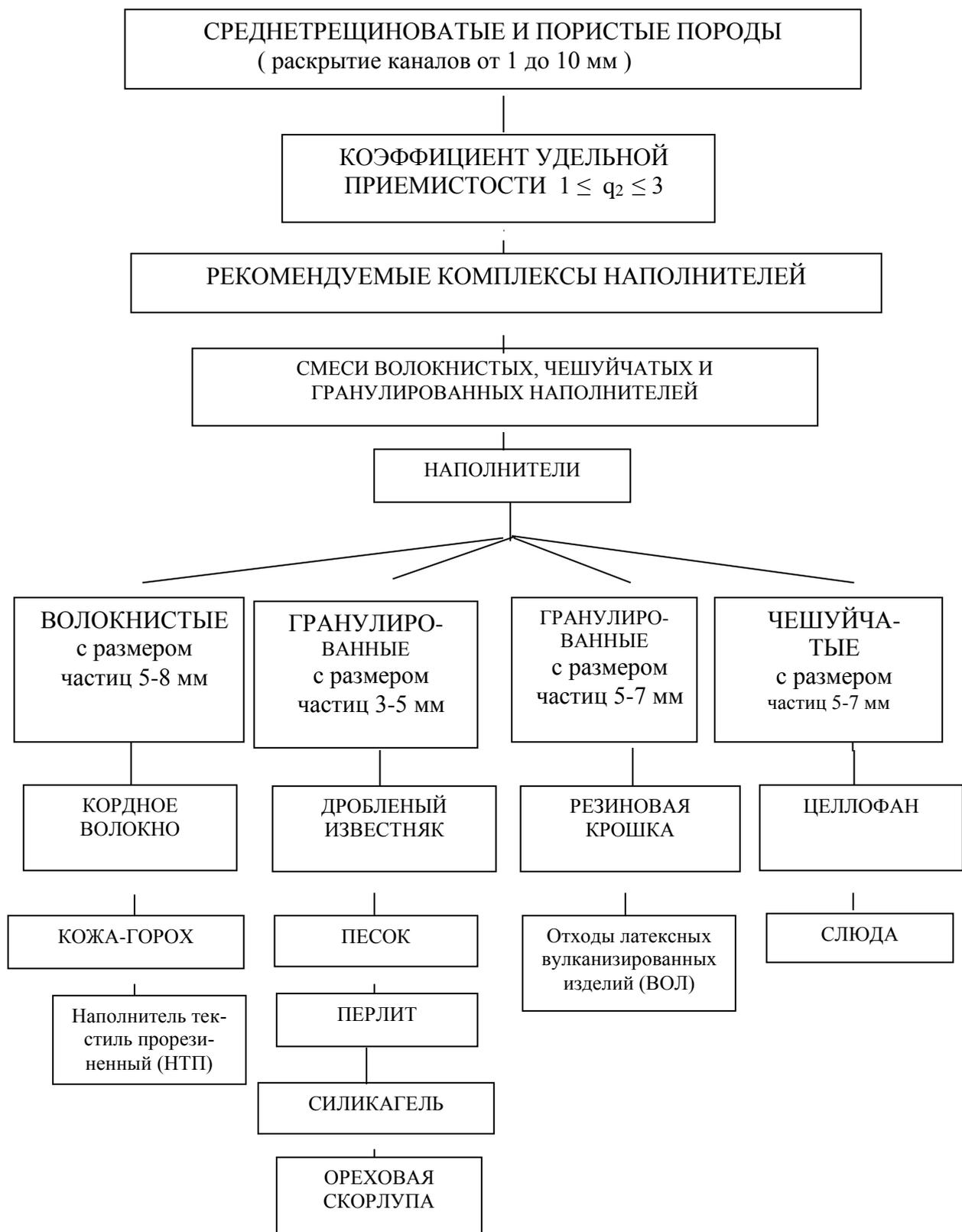


Рис. 3.2. Рекомендации по применению различных типов наполнителей и их комплексов при ликвидации поглощений в пористых и среднетрещиноватых породах с раскрытием поглощающих каналов от 1 до 10 мм

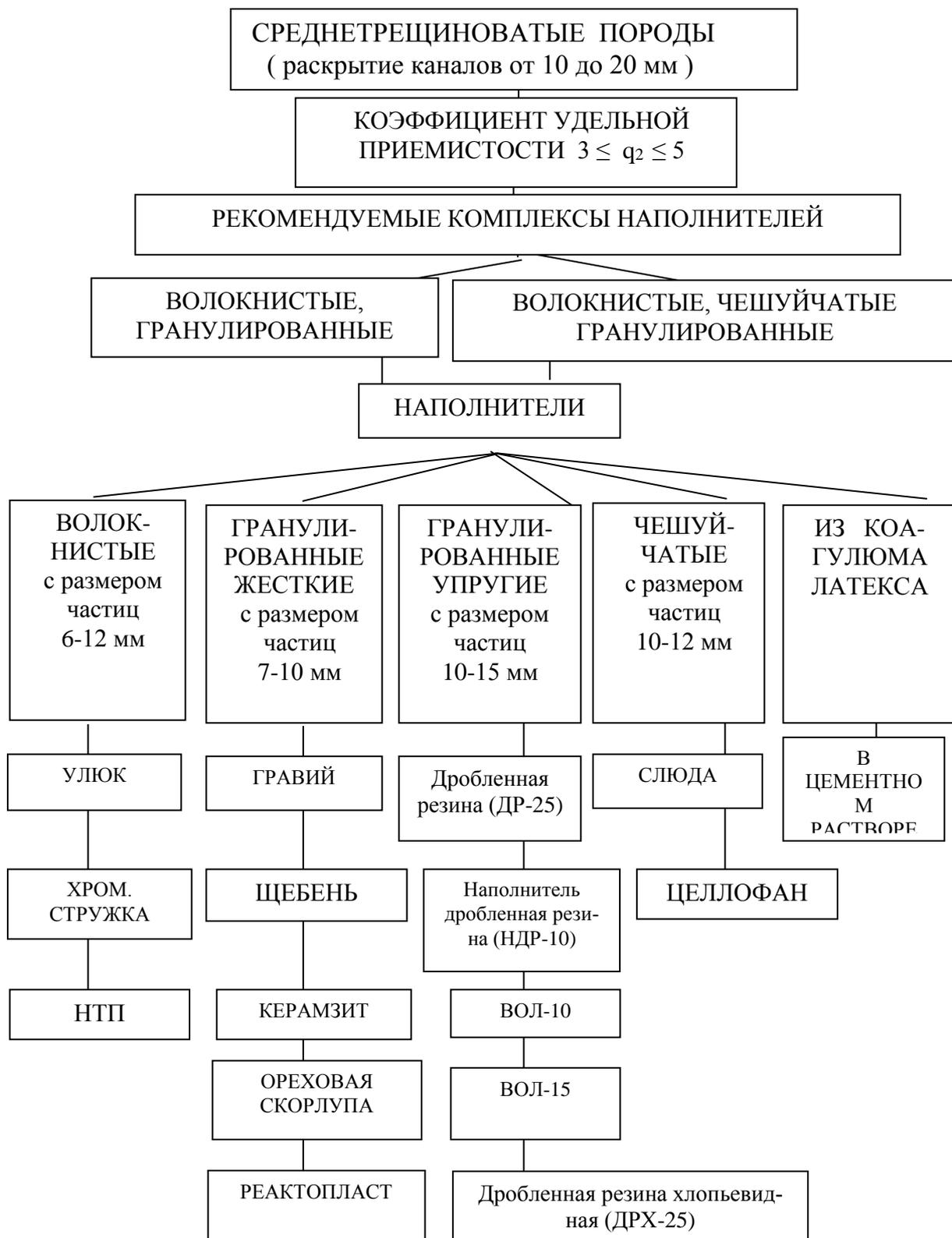


Рис. 3.3. Рекомендации по применению различных типов наполнителей и их комплексов при ликвидации поглощений в среднетрещиноватых породах с раскрытием поглощающих каналов от 10 до 20 мм

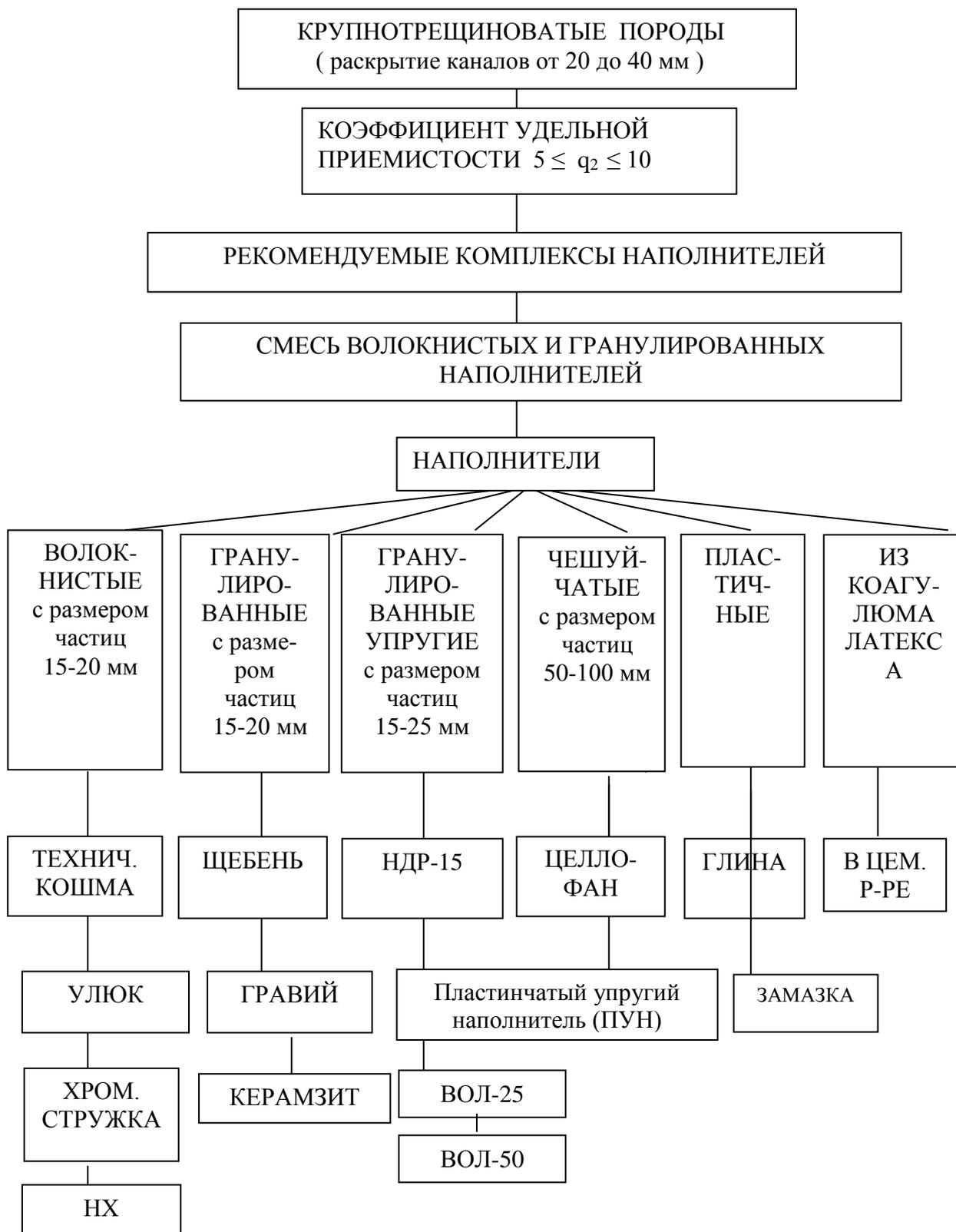


Рис. 3.4. Рекомендации по применению различных типов наполнителей и их комплексов при ликвидации поглощений в крупнотрещиноватых породах с раскрытием поглощающих каналов от 20 до 40 мм

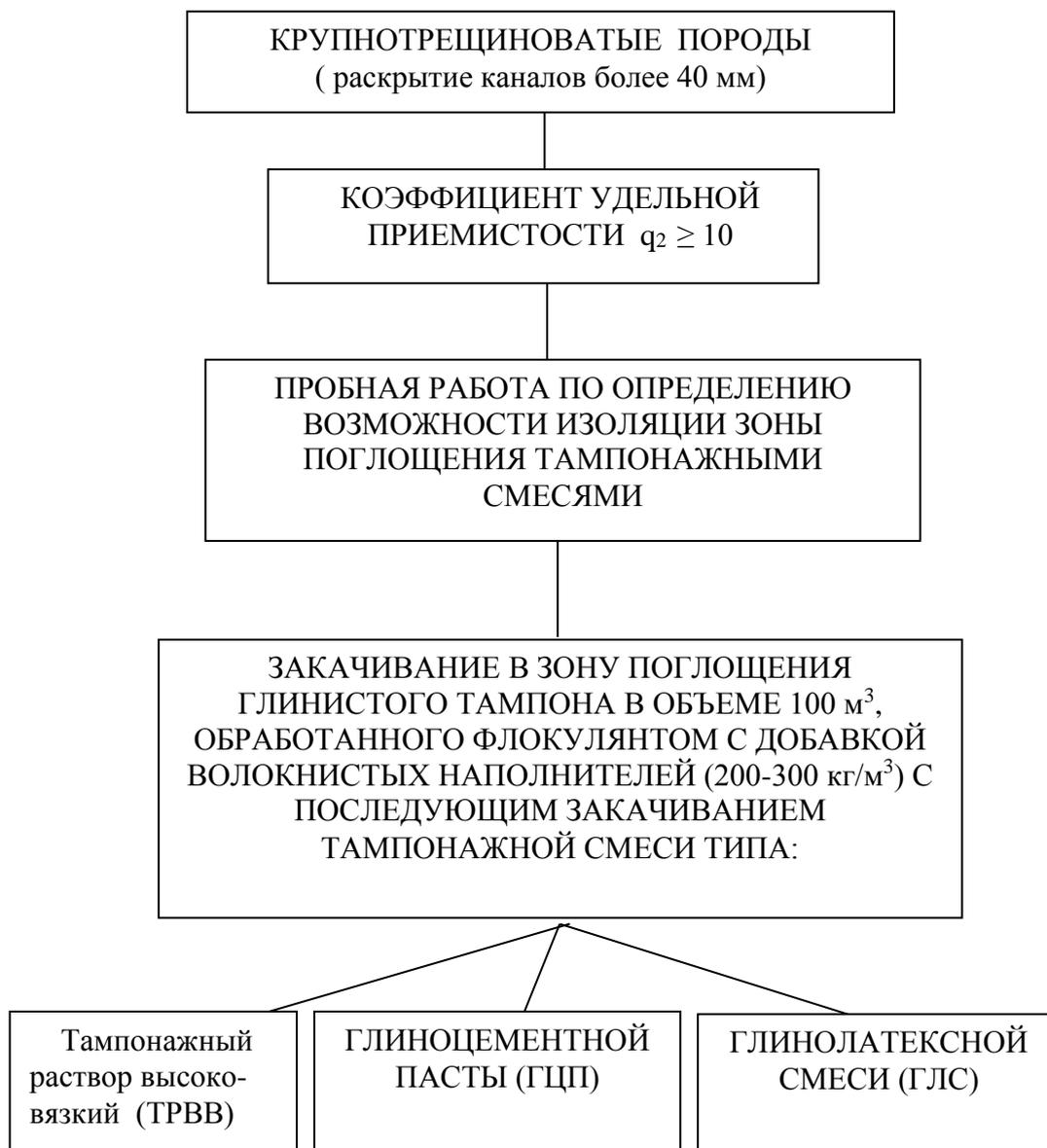


Рис. 3.5. Рекомендации по применению наполнителей и тампонажных смесей при ликвидации поглощений в крупнотрещиноватых породах с раскрытием поглощающих каналов более 40 мм

Для наиболее сложных зон поглощения, представленных крупнотрещиноватыми породами с большой величиной раскрытия поглощающих каналов (40 мм и более), рекомендованы пробные изоляционные работы с применением наиболее высокоэффективных тампонажных смесей с наполнителями. Зоны поглощения, по которым результаты изоляции не получены, целесообразно перекрывать с помощью специальных устройств типа устройство перекрытия поглощений (УПП).

3.5. Ликвидация поглощений способом намыва наполнителей

Как технологическая операция, способ намыва наполнителей применяется при ликвидации высокоинтенсивных (катастрофических) поглощений для снижения эффективности поглощения за счет создания перемычек из частиц наполнителя в кавернозных полостях и крупных трещинах, расположенных в пристволевой части скважины.

Из практики последних лет можно выделить следующие способы намыва: через воронку, установленную на устье скважины, на бурильный инструмент и по закрытой нагнетательной линии.

При очень высокой интенсивности поглощения производят намыв крупного наполнителя. По мере снижения поглощения в скважину закачивают более мелкие частицы наполнителя. Цель первоначальной операции – создать каркас, а затем уже закупорить каналы движения жидкости в нем.

Применяемые при намыве наполнители можно разделить на всплывающие и оседающие. Первые предназначены для создания перемычек в верхней части пласта (вертикальной трещины), вторые – для закупоривания низа за счет оседания частиц.

При создании каркаса в зонах интенсивного поглощения преимущество имеют крупные частицы гранулированного наполнителя в смеси с волокнистыми.

В настоящее время в практике ликвидации поглощений с применением наполнителей рекомендуются следующие способы:

- намыв наполнителей через воронку, установленную на устье скважины;
- намыв наполнителей с применением гидромешалки или специальной технологической емкости;
- намыв наполнителей по закрытой нагнетательной линии:
 - ~ с помощью цементирующего агрегата (ЦА);
 - ~ под давлением с помощью ЦА;
 - ~ с применением специальной технологической емкости;
 - ~ с помощью ЦА с вводом песка через пескосмесительную машину (СМН-20);
- намыв шлама;
- одновременный намыв наполнителей всплывающих и оседающих;
- намыв наполнителей в растворах-носителях, обработанных флокулянтами, с помощью технологической емкости, ЦА и СМН-20;
- намыв наполнителей на сфлокулированном цементном растворе малой плотности;
- с помощью тампонов с высокой концентрацией наполнителей.

3.6. Ликвидация поглощений с применением метода тампонирования

Суть метода заключается в закачивании быстротвердеющих составов в принимающий пласт – соляробентонитовая смесь, цементно-бентонитовая смесь. Принцип закачивания, как при установке цементных мостов.

3.7. Метод ликвидации поглощений с установкой пластопокрывателей

Оборудование локального крепления скважин (ОЛКС) 216 и 295 (рис. 3.6), применяется для борьбы с катастрофическими поглощениями промывочной жидкости, водопроявлениями, осыпаниями и обвалами пород при бурении под эксплуатационную колонну долотом 215,9 и 295,3 мм соответственно.

В скважину, после расширения расширителем, спускают профильные трубы (двухлучевые ОЛКС 216, шестилучевые ОЛКС 295).

Затем их диаметр увеличивают до диаметра скважины. Расширение профильной части трубы производится под действием промывочной жидкости давлением до 15 мПа. Расширение цилиндрических участков трубы производится развальцевателями одношарошечными или роликовыми.

После расширения, трубы плотно прилегают к стенке скважины, а проходное отверстие труб толщиной стенки

8 мм составляет не менее 216 мм (ОЛКС-216) и не менее 300 мм (ОЛКС-295), что позволяет продолжить бурение скважины без потери диаметра.

Сварное или резьбовое соединения по профильным концам труб позволяет составить колонны длиной до 200 метров. Больше всего работ проводится со сварным и резьбосварным соединением труб. Для установки ОЛКС длиной 75 метров затрачивается не более трех суток.



Рис. 3.6. Резьбовые трубы пластопокрывателя ОЛКС

Опытно-промышленными работами в филиале «Уренгойбурение» доказана эффективность установки сетчатого каркаса с намывом глинистой корки для ликвидации зон катастрофических поглощений.

Контрольные вопросы к разделу 3

1. Назовите мероприятия по подготовке скважин к вскрытию поглощающих горизонтов и применение профилактических мер.
2. Какова технология бурения при проходке проницаемых пластов?
3. Назовите общие рекомендации по применению наполнителей для ликвидации поглощений.
4. Каково классификационное разделение наполнителей по назначению?
5. Какова технология ликвидации поглощений способом намыва наполнителей?
6. Какова технология ликвидации поглощений с применением метода тампонирувания?
7. Расскажите о сущности метода и технологии ликвидации поглощений с установкой пластоперекрывателей?

4. АВАРИЙНОСТЬ В БУРЕНИИ

В процессе бурения скважины возникают различного вида аварии. Под аварией в бурении следует понимать нарушение технологического процесса строительства скважины, вызываемое потерей подвижности колонны труб или ее поломкой с оставлением в скважине элементов колонны труб, а также различных предметов и инструментов, для извлечения которых требуются специальные работы.

Аварии в бурении подразделяются условно на следующие виды:

- аварии с элементами колонны бурильных труб;
- прихват бурильных и обсадных колонн;
- аварии с долотами;
- аварии с обсадными колоннами и элементами их оснастки;
- аварии из-за неудачного цементирования;
- аварии с забойными двигателями;
- падение в скважину посторонних предметов;
- прочие аварии.

4.1. Причины возникновения аварий

Основное число аварий происходит вследствие нарушения исполнителями работ требований технологии бурения и эксплуатации оборудования и инструментов, применяемых для бурения. Много аварий еще вызвано некачественным изготовлением инструментов, механизмов и оборудования. Значительно меньший процент составляют аварии, вызванные непредвиденными обстоятельствами. Такими являются ГНВП, вскрытие сильнотрещиноватых пластов, текучих пород и т.д.

4.1.1. Аварии с бурильной колонной

Многочисленными теоретическими исследованиями и практикой доказано, что аварии вследствие поломки элементов бурильной колонны вызваны, в основном, усталостью металла. Явление усталости металла возникает под действием следующих основных переменных нагрузок: изгиба, колебаний бурильной колонны, крутильных ударов.

Усталость металла ускоряют следующие факторы:

- дефекты материала труб;
- малые радиусы закругления восьминиточных резьб (трубных);
- применение безупорного соединения трубы с замком или соединительной муфтой;
- неблагоприятные геологические и технологические условия бурения и нарушения запроектированных режимов бурения.

4.1.1.1. Поломки по телу

Поломки по телу характерны для всех видов труб (ведущих, бурильных и утяжеленных) и элементов (бурильных замков, переводников и соединительных муфт), соединяющих их в колонну.

4.1.1.2. Срыв резьбы

Наиболее часто аварии происходят из-за срыва замковой резьбы в бурильных замках, УБТ и переводниках. Основные причины разрушения замковых соединений – их размыв и износ после многократного свинчивания и развинчивания. Разрушение резьбовых соединений также может быть вызвано несоответствием размеров элементов резьбы (особенно по конусности), поскольку значительные отклонения размеров приводят к неравномерному распределению нагрузки по ее виткам и, следовательно, к интенсивному износу.

4.1.1.3. Падение колонны труб в скважину

Падение колонны труб в скважину, в основном, происходит вследствие нарушения технологических требований к спуску и подъему колонны, а также в результате неисправностей спуско-подъемного инструмента и механизмов. Наиболее часто встречаются следующие нарушения и неисправности:

- подъем бурильной колонны на одном штропе;
- несоответствие грузоподъемности элеватора массе колонны и наличие трещин в верхней проушине;
- слабое крепление защелки элеватора, в результате чего при отходе элеватора от муфты защелка открывается, и колонна падает в скважину;
- поломка боковых сereg и ствола крюка;
- неисправность тормозной системы
- слом и разрушение сопряжений элементов бурильной колонны во время СПО вследствие динамических напряжений, возникающих при резкой посадке колонны на ротор или на уступ;
- работы штропами несоответствующей грузоподъемности и при наличии износа выше нормы.

4.1.2. Аварии при креплении скважины

При креплении скважин обсадными колоннами встречаются следующие группы аварий: прихваты обсадных колонн, падение отдельных труб и секций колонн в скважину, смятие обсадных колонн, разъединение обсадной колонны по резьбовому соединению и другие аварии.

4.1.2.1. Прихваты обсадных колонн

Аварии этой группы происходят в основном:

- из-за некачественной подготовки ствола скважины перед спуском колонны;

- применения бурового раствора несоответствующего регламенту;
- наличия в стволе резких изменений кривизны и азимута;
- недостаточно продуманного плана работ по спуску колонны или его невыполнения.

Причины других случаев прихвата обсадных колонн подобны причинам прихватов бурильных труб.

4.1.2.2. Падение труб и секций обсадных колонн

Основными причинами падения труб и секций обсадных колонн в скважину являются:

- неисправность спуско-подъемного инструмента;
- наличие уступов в стволе скважины;
- вырыв труб из муфты.

Известны случаи падения колонн в скважину из-за поперечного обрыва труб по телу вне трубной резьбы. При безрезьбовом соединении труб в колонне с помощью сварки отмечены случаи разрушения труб в зоне сварки из-за нарушения технических правил сварки.

4.1.2.3. Смятие обсадных труб

Аварии этой группы многочисленны, а причины их разнообразны. Несвоевременный долив спускаемой колонны, приводит к смятию трубы над обратным клапаном. Обсадная колонна часто сминается в нижней части из-за чрезмерной ее разгрузки, особенно в интервалах, осложненных кавернами и при большой разнице диаметров скважины и колонны. Нередко причиной смятия обсадной колонны является плохое крепление спущенной колонны на устье. В таком случае колонна проскальзывает или проседает с последующим разрушением трубы.

Известны случаи смятия обсадных колонн от наружного давления, возникающего в результате опорожнения скважины при подъеме бурильной колонны. Такие аварии характерны для кондукторов и первых промежуточных колонн, затрубные пространства которых зацементированы не до устья.

4.2. Аварии с забойными двигателями и долотами

4.2.1. Аварии с забойными двигателями

За последние годы значительно улучшился парк турбобуров. Буровые предприятия получили возможность работать мощными секционными турбобурами со шпинделями, а также забойными винтовыми двигателями. Однако и с ними происходят следующие аварии: отвинчивание шпинделя в результате развинчивания верхнего переводника турбобуров; слом корпуса турбобура по верхнему переводнику в зоне резьбы и выше нее (до 1,2 м)

у всех типов турбобуров; отвинчивание шпинделя средней секции турбобура ЗТСШ; слом вала шпинделя; срыв резьбы верхнего переводника турбобура; слом вала турбобура; раскрепление шпинделя по замковой резьбе.

Резьбы в узлах турбобура срываются и отвинчиваются вследствие недостаточного крепления их в процессе сборки, нарушения правил эксплуатации и ремонта турбобуров. Ниппель отвинчивается при заклинивании вала турбобура кусками шлама, металлическими предметами и в результате набухания резиновой обкладки и вследствие погнутости вала. Разрушению резьбовых соединений турбобура способствуют осевые вибрации.

Корпус турбобура ломается в основном по резьбе. У односекционных основные поломки наблюдаются в местах соединения верхнего переводника с корпусом, а у многосекционных – в соединительных переводниках. Сломы носят, в основном, усталостный характер.

4.2.2. Аварии с долотами

В зависимости от типа долота различают следующие виды аварий:

1) аварии с шарошечными долотами – отвинчивание долот и их поломка.

Отвинчивание происходит в результате нарушения правил крепления или спуска долота, а также при использовании переводников на долото с несоответствующей резьбой (когда переводники изготавливаются в механических мастерских без соответствующей проверки резьбы калибраторами).

Причины поломки долот: передвижка на забое; бурение с нагрузками, превышающими допустимые; удар долота об забой или уступ; разбуривание пород долотами, не соответствующими их крепости; малая прочность опор; слабая прочность сварных швов; заклинивание долот; дефекты нарезки резьбы; работа долота по металлу; длительная промывка скважины перед подъемом сработавшего долота.

В результате аварий с долотами в скважине чаще всего остаются шарошки долот. Это связано, в основном, со значительным износом опор, недостаточным сроком работы даже в пределах, предусматриваемых конструкцией долот и режимами последних в скважине.

Долговечность опоры долота зависит от интенсивности изнашивания и разрушения поверхностей цапфы, шарошки и тел качения;

2) аварии с алмазными долотами – заклинивание долот при спуско-подъемных операциях и бурении, отвинчивание долот.

Причинами заклинивания алмазных долот являются: резкая посадка долота в зоне сужения ствола скважины и ее призабойной зоне в результате спуска долота без ограничения скорости; преждевременное прекращение циркуляции бурового раствора перед подъемом буровой колонны с алмазным долотом (чаще во время процесса наращивания); недостаточная промывка скважины через долото; бурение скважины при несоответствии размеров долота, утяжеленных буровых труб и забойного двига-

теля; заклинивание долот инородными предметами (металл и куски породы).

Алмазные долота отвинчиваются, как и шарошечные. При бурении скважин из алмазного долота могут выпадать алмазы в результате недостаточного их крепления, а также вследствие изнашивания тела долота. Выпавшие алмазы крошат другие алмазы в долоте, что может привести в негодность все долото;

3) аварии с долотами режущего типа (лопастными) – отвинчивание долота, излом лопастей долота, поломка корпуса. Эти долота отвинчиваются по тем же причинам, что и шарошечные. Лопастные ломаются в результате неплотного их присоединения к корпусу или вследствие заклинивания долота, вызванного несоответствующим режимом его работы на забое.

4.3. Прочие виды аварий

4.3.1. Аварии при промыслово-геофизических работах в скважинах

При проведении промыслово-геофизических исследований происходят прихваты или оставление в скважине кабеля, геофизических приборов, аппаратов, радиоактивных источников, шаблонов, торпед и других предметов, без извлечения которых невозможно углублять скважину.

Прихват кабеля в скважине может быть вызван его перепуском, запутыванием его при спуске или подъеме с большой скоростью, обвалом пород и образованием пробок. Во многих случаях аварии при промыслово-геофизических работах происходят вследствие недостаточной подготовленности скважины к электрометрическим работам, недоброкачественного крепления приборов и кабеля к подъемнику и применением изношенного кабеля.

Нередко причиной аварий в скважине служат: нахлестывание кабеля при торпедировании, заклинивание перфоратора после выстрела или прибора в нарушенных либо смятых участках обсадной колонны, а также заклинивание стреляющих тампонов.

4.3.2. Открытые фонтаны

Основные причины открытых фонтанов:

1) не соответствующая геологическим условиям конструкция скважины, выбранная без учета глубины залегания и пластового давления вскрываемых горизонтов;

2) некачественное цементирование обсадных колонн, что приводит к прорывам газа при выбросах после закрытия превенторов;

3) отсутствие противовыбросового оборудования на устье скважины при вскрытии газовых, газоконденсатных или напорных нефтяных горизонтов;

4) неудовлетворительные схемы оборудования устья скважин, не обеспечивающие своевременную и надежную их герметизацию при газопроявлениях;

5) неправильная эксплуатация противовыбросового оборудования;

6) неправильный выбор плотности промывочной жидкости для вскрытия напорных горизонтов, а также использование жидкости низкого качества;

7) недостаточная промывка скважины при бурении и перед подъемом бурильной колонны;

8) рост содержания газа в промывочной жидкости в процессе бурения;

9) падение уровня жидкости в скважине при проведении буровых работ;

10) непринятие своевременных мер при ГНВП для предотвращения выбросов и открытого фонтанирования.

Основное число открытых фонтанов наблюдается на газовых скважинах.

4.3.3. Падение и разрушение буровых вышек

Эта группа аварий представляет большую опасность и часто сопровождается травмированием членов буровой бригады. При таких авариях извлечение бурильной колонны из скважины начинается через несколько дней, когда колонна прихвачена.

Основными причинами падения буровой вышки являются:

1) перегрузка фонаря вышки при расхаживании бурильной или обсадной колонны;

2) применение фонаря вышки, прочность которого значительно ослаблена длительной эксплуатацией и коррозией;

3) проседание фундаментов или их размыв;

4) установка оснований под ноги вышки не на одном уровне;

5) ослабление болтовых соединений секции фонаря вышки;

6) смещение кронблока по отношению к кронблочной балке, в результате значительная нагрузка прилагается на одну ногу, и происходит поломка фонаря;

7) применение неисправного индикатора веса.

4.3.4. Падение элементов талевого системы

Основные причины падения талевого блока, крюкоблока и кронблока – это неисправность противозатаскивателя, невнимательность бурильщика, плохое состояние талевого каната, а также плохая освещенность верхней части фонаря и вышки.

4.3.5. Взрывы и пожары на буровых объектах

Аварии этой подгруппы единичны в бурении. Причинами их являются, как правило, нарушение правил ведения буровых работ, беспечность и пассивность отдельных членов буровой бригады и несоблюдение установленных противопожарных правил.

Особенно часты пожары и взрывы в зимнее время из-за разогрева замерзших частей буровых механизмов открытым огнем (факелами, паяльными лампами). Нередкая причина пожаров – проведение сварочных работ на устье скважины при выделении из нее природных газов, а также захламленность основания и замазученность его под полом буровой вышки.

Контрольные вопросы к разделу 4

1. Назовите причины возникновения и технологию ведения работ по ликвидации аварий с бурильными трубами.
2. Назовите причины возникновения и технологию ведения работ по ликвидации аварий с обсадными трубами.
3. Назовите причины возникновения и технологию ведения работ по ликвидации аварий с буровыми долотами.
4. Назовите причины возникновения и технологию ведения работ по ликвидации аварий из-за неудачного цементирования.
5. Назовите причины возникновения и технологию ведения работ по ликвидации аварий из-за падения посторонних предметов.
6. Назовите причины возникновения и технологию ведения работ по ликвидации аварий нарушения герметичности обсадных колонн.
7. Назовите причины возникновения и технологию ведения работ по ликвидации аварий с геофизическим приборами и кабелем.
8. Назовите причины возникновения и технологию ведения работ по ликвидации аварий при испытании скважин на трубах и кабеле.
9. Назовите причины возникновения и технологию ведения работ по ликвидации аварий при смятии обсадных колонн.
10. Назовите причины возникновения и технологию ведения работ по ликвидации аварий при нефтегазопроявлении и открытых фонтанах.

5. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ АВАРИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

5.1. Предупреждение слома бурильной колонны

Основными причинами поломок бурильных колонн являются:

- превышение допустимых нагрузок при эксплуатации;
- наличие усталостных трещин или дефектов, вызванных действием знакопеременных нагрузок, коррозионной среды или механическими повреждениями;
- несвоевременная профилактика бурильной колонны;
- несоответствие прочностных характеристик бурильных труб глубинам бурения;
- резкая или большая посадка при спуске бурильной колонны при наличии больших каверн, уступов, резких перегибов ствола скважины;
- отсутствие контроля за моментом вращения бурильной колонны;
- отсутствие контроля за моментом свинчивания (недостаточный или чрезмерный момент свинчивания резьбовых соединений);
- создание осевой нагрузки частью бурильных труб;
- вибрация бурильной колонны при бурении в крепких породах;
- нарушение правил наворота замковых деталей на трубы (в трубном цехе);
- несвоевременное выявление размыва (негерметичности) бурильной колонны.

Наиболее характерными признаками поломок бурильных колонн являются:

- снижение веса по ГИВ-6;
- снижение давления в нагнетательной линии буровых насосов;
- снижение момента вращения бурильной колонны;
- резкое изменение темпа углубления скважин;
- снижение температуры выходящего из скважины бурового раствора.

Важнейшими условиями, направленными на предотвращение слома бурильной колонны (труб, УБТ, элементов КНБК и переводников), являются:

- тщательный входной контроль перед вводом их в эксплуатацию;
- четкое ведение документации по комплектации, учету работы и профилактики и своевременная замена при достижении установленной нормы отработки или выявления дефекта,
- недопущение превышения растягивающей нагрузки, крутящего момента выше допускаемых величин и учет одновременного действия растягивающих и крутящих нагрузок при роторном бурении, а также при ликвидации прихвата (заклинивания) бурильного инструмента;
- учет действия знакопеременных напряжений изгиба и дополнительных сил трения при вращении и подъеме бурильной колонны в наклонно-направленной скважине;

- соблюдение требований рабочего проекта и технологических регламентов.

Комплектацию, учет работы, ремонт элементов бурильной колонны следует производить согласно РД-39-013-90 г. Куйбышев.

Перед отправкой с базы на буровую бурильные, утяжеленные, ведущие трубы, элементы КНБК (как новые, так и после ремонта) должны проходить визуальный осмотр, обмер диаметра замков и тела труб, контроль резьб калибрами, опрессовку и дефектоскопию.

При большом удалении от базы допускается выполнять эти работы на буровых.

Все бурильные и утяжеленные трубы должны иметь маркировку.
Эксплуатация немаркированных труб запрещается.

На все элементы КНБК (УБТ, калибраторы и др.) заводится журнал учета работы на буровых и на базе производственного обслуживания (БПО).

Комплектация бурильной колонны должна соответствовать расчетным параметрам, представленным в рабочем проекте на строительство скважины. Компоновка бурильной колонны может быть прочнее расчетной (исходя из наличия труб).

Транспортироваться бурильные, утяжеленные и ведущие трубы должны на специальных транспортных средствах, исключающих их прогиб. Не допускается волочение труб по земле. Резьбы труб должны быть защищены предохранительными кольцами (колпачками). Разгрузку труб следует производить краном или по накатам, запрещается сбрасывать трубы, ударять их друг о друга или о твердый грунт.

Начальник буровой (буровой мастер) несет ответственность за правильную эксплуатацию бурильной колонны и ведение соответствующей документации.

Начальник буровой (буровой мастер) обязан:

- иметь точную меру бурильной колонны с указанием длины, размера группы прочности, толщины стенок по каждой трубе и свечам.
- заполнять выписки из паспортов;
- своевременно и в полном объеме выполнять мероприятия профилактической карты;
- для обеспечения точной меры все длинномерные элементы бурильной колонны (трубы, УБТ, турбобур, снаряд для отбора керна и др.) замерять только рулеткой, **запрещается** производить эти замеры деревянным или складным метром.

5.1.1 Предупреждение поломок стальных бурильных труб

Трубы, поступающие от заводов-изготовителей на базу филиала должны подвергаться контрольной проверке согласно "Инструкции по приемке и хранению бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб" (РД 39-013-90) Куйбышев, 1990 г., ВНИИТнефть.

При контроле проверяется соблюдение правил транспортировки, наличие предохранительных колец и пробок, соответствие фактических геометрических размеров и качества труб требованиям ГОСТ, ТУ, данным заводской маркировки и сертификатов.

Приемка труб и их эксплуатация без сертификатов не допускается.

Все трубы должны проходить подготовку к эксплуатации на базе производственного обслуживания (БПО).

Бурильные трубы должны объединяться в самостоятельные комплекты по группе прочности, диаметру и толщине стенки, а также по времени ввода в эксплуатацию. На каждый комплект заводится паспорт, который должен вестись от начала эксплуатации труб до списания.

При отправке труб на буровую БПО должна одновременно направить выписку из паспорта (копию паспорта) на каждый комплект.

Компоновка бурильной колонны определяется рабочим проектом на строительство скважин, который должен учитывать требования:

- над УБТ устанавливается наддолотный комплект бурильных труб (импортных или отечественных) длиной не менее 300 метров, составленный из труб марки "Д" с толщиной стенки не менее 10 мм.

- свечи должны собираться только из бурильных труб одной группы прочности и толщины стенки;

- длина секции УБТ при роторном способе бурения определяется из условия превышения ее веса (с учетом облегчения в буровом растворе) на 25 % от заданной максимальной нагрузки на долото;

- при бурении с применением УБТ диаметром 108 мм и 120 мм длина их секции должна быть не менее 200 м;

- в интервалах набора кривизны наклонно-направленных и горизонтальных скважин, резких перегибов ствола скважины и больших каверн, следует устанавливать бурильные трубы с приваренными замками, с толщиной стенки не менее 10 мм и менять их местоположение в компоновке через каждые 10 долблений.

При сборке бурильной колонны в свечи и при спуско-подъемных операциях резьба труб должна быть тщательно очищена от грязи, промыта, а затем равномерно покрыта смазкой.

Для предупреждения задиоров новых резьбовых соединений первые 3-4 операции по их свинчиванию и развинчиванию следует производить с пониженной частотой вращения ключа.

Для предотвращения преждевременного истирания замков и резьбовых соединений НЕОБХОДИМО регулярно проверять соосность вышки и ротора по отношению к устью скважины. При необходимости проводить дополнительное центрирование вышки, проверять горизонтальность стола ротора, а также техническое состояние автоматических буровых ключей (АКБ).

Свинчивание резьбовых соединений производить ключами АКБ и ПБК, а при необходимости, докреплять машинными ключами.

Развинчивание замковых соединений во время СПО необходимо производить при включенном нижнем захвате АКБ, для предотвращения разворота бурильной колонны, находящейся в скважине.

При спуске и подъеме бурильной колонны помощники бурильщика должны тщательно следить за состоянием замков, резьбовых соединений, сварных швов и поверхности тела труб и при обнаружении дефектов немедленно сообщить бурильщику.

Спуск бурильной колонны при весе на крюке более 10 т должен производиться при включенном гидротормозе (или электромагнитном).

Контроль крутящего момента в колонне бурильных труб производить роторным моментомером.

При снижении давления нагнетания (при постоянстве производительности буровых насосов) или температуры выходящего раствора, или веса на крюке (по ГИВ-6) необходимо произвести подъем с визуальной проверкой бурильной колонны.

Для предохранения бурильных труб от коррозии при бурении и испытании скважин НЕОБХОДИМО:

- не допускать попадания в буровой раствор пластовых вод, содержащих соли или сероводород;
- применять бурильные трубы, изготовленные из специальных сплавов;
- систематически контролировать рН бурового раствора, величина которого в условиях сероводородной агрессии должна быть не менее 10;
- вводить в буровой раствор реагент, нейтрализующий сероводород при его наличии в пластовом флюиде;
- применять трубы с приваренными замками (типа ТБПВ, ТБПК);
- в условиях коррозионно-агрессивных сред проводить неразрушающий контроль состояния элементов бурильных колонн по специальному графику.

При возникновении сильной вибрации необходимо изменить скорость вращения бурильной колонны до уменьшения вибрации или полного её исчезновения.

Строго выполнять профилактические работы по предупреждению аварий на буровой в сроки, указанные в профилактической карте. При составлении профилактических карт учитывать следующие требования:

1. Смену рабочих замковых соединений в свечах производить через 15 долблений.
2. Дефектоскопию бурильных труб проводить с периодичностью, указанной в табл. Приложения 11. При бурении наклонно-направленных и осложненных скважин периодичность проведения дефектоскопии может быть сокращена.

После ликвидации аварий, связанных с прихватом, падением в скважину бурильной колонны и перед спуском потайной колонны или секции обсадной колонны, проверка бурильных труб дефектоскопией обязательна.

3. Опрессовку бурильных труб на полторакратное рабочее давление производить через каждые 3 месяца, а также:

- перед спуском потайных колонн или секций обсадных колонн;
- перед спуском испытателя пластов на трубах;
- в случае предположения негерметичности бурильной колонны.

4. Для определения величин износа бурильных труб на буровых должен быть соответствующий измерительный инструмент.

5. Проверку величин износа бурильных труб и их сопоставление с допустимыми осуществлять в следующие сроки:

- наружный диаметр замков и тела труб - один раз в месяц;
- износ замковой резьбы - через 15 долблений (по измеренному расстоянию между торцами ниппеля и муфты перед наворотом).

Бурильные трубы, в которых при ликвидации аварий производился взрыв шнурковых торпед, необходимо отбраковывать.

Трубы, у которых обнаружены дефекты визуально в процессе эксплуатации или при плановой профилактической проверки дефектоскопией, опрессовкой, измерительным инструментом, должны быть удалены из бурильной колонны. На них необходимо написать краской "БРАК" и уложить на удалении от буровой на специально отведенной площадке для отгрузки на базу.

ЗАПРЕЩАЕТСЯ:

1. Использовать трубы, имеющие износ и дефекты, превышающие допустимые нормы (таблица 6 приложения).

2. Докреплять замковые соединения бурильной колонны на весу.

3. Резко тормозить спускаемую в скважину колонну и ударять элеватором о стол ротора.

4. Раскреплять или развинчивать резьбовые соединения при помощи ротора.

5. Раскреплять и закреплять трубы с захватом за тело трубы машинным ключом, АКБ, ПБК и др.

6. Включать клиновой захват до полной остановки колонны.

7. Останавливать спускаемую колонну при помощи ПКР или трубных клиньев (за исключением чрезвычайной аварийной ситуации).

8. Использовать клинья ПКР, сменные челюсти АКБ, не соответствующие размерам труб.

9. Использовать при СПО подъемный крюк с неисправной пружиной.

10. Подавать в буровую и выбрасывать на мостки бурильные трубы без предохранительных колец (колпачков) и ударять о ротор и другие металлические предметы.

11. Заваривать, чеканить обнаруженные дефекты на трубах.
12. Эксплуатация бурильных труб без выписки из паспорта.

5.1.2. Предупреждение слома УБТ и элементов КНБК

Размеры и длина УБТ, конструкция, количество и размещение элементов КНБК должны полностью соответствовать принятым в рабочем проекте.

Рекомендуются следующие диаметры утяжеленных бурильных труб для создания нагрузки на долото:

диаметр долота, мм	диаметр УБТ, мм
393,7 и более	229 и более
295,3	229 и 203
215,9	178 - 133
139,7	120 и 108

Не рекомендуется размещать за пальцем УБТ большого диаметра (203 мм и более).

При бурении глубоких скважин с целью облегчения работы с УБТ диаметром 203 мм и более необходимо иметь специальные шурфы для их размещения при СПО.

При роторном способе бурения рекомендуется применять только стабилизированные утяжеленные бурильные трубы (УБТС).

При сборке КНБК крепление резьбовых соединений производить с контролем величины крутящих моментов, приведенных в табл. 1 Приложения 8.

Кривизна УБТ не должна превышать 1 мм на 1 п.м длины, а стрела прогиба – не более 1/2000 длины трубы.

Начальник буровой (буровой мастер) ОБЯЗАН:

- вести строгий учет работы УБТ, калибраторов, расширителей, переводников (отдельно после каждой реставрации резьб и нарастающую наработку с начала ввода их в эксплуатацию);
- контролировать лично сборку КНБК, проверять состояние и докрепление всех ее соединений при каждом спуске;
- своевременно выполнять установленные профилактические мероприятия;
- составить эскиз с указанием всех размеров и резьб КНБК и вывесить его в рабочей комнате бурового мастера;
- при возникновении подклинка бурильного инструмента во время бурения, расширки, проработки или увеличения показаний моментомера ротора приступить к подъему для выяснения причин.

Время работы утяжеленных бурильных труб отечественного производства до перенарезки замковых резьб устанавливается технологической службой.

Срок первой перенарезки резьб утяжеленных бурильных труб импортного производства устанавливать по результатам дефектоскопии и замера расстояния между торцами ниппеля и муфты в начале свинчивания. Сроки последующих перенарезок замковых резьб такие же, как и для отечественных УБТС.

При перенарезках замковых резьб УБТ и УБТС диаметром 203 мм и более ниппельную и муфтовую часть резьбы необходимо отрезать полностью. Резьбовые соединения должны иметь зарезьбовые разгрузочные канавки (геометрические размеры рекомендованы институтом ВНИИБТ).

Проверять все резьбовые соединения УБТ, УБТС наружным осмотром через установленное технологической службой количество долблений с записью в вахтовом журнале и суточном рапорте.

Дефектоскопию УБТС проводить с периодичностью, указанной в табл. 1 Приложения 7.

Все элементы КНБК должны иметь номера и паспорта (заводские или местные), без наличия которых эксплуатация запрещается. Паспорта или выписка из них должны постоянно находиться вместе с элементами компоновки на буровой.

Дефектоскопия элементов КНБК должна производиться дополнительно (табл.1 Приложения 7) в следующих случаях:

- перед первой отправкой на буровую (новых элементов);
- после каждой реставрации или ремонта.

Дефектоскопия элементов КНБК должна производиться дополнительно на БПО после проведения аварийных работ, связанных с необходимостью применения максимально допустимых нагрузок на бурильную колонну.

Элементы КНБК должны быть заменены:

- при достижении нормы отработки по диаметру (табл. 1, 2 Приложения 4);
- выявлении дефектов при проведении дефектоскопии;
- износе замковой резьбы.

В управлении буровых работ (УБР) должны быть установлены по фактическим данным предельные нормы наработки всех элементов КНБК по типоразмерам, интервалам и способам бурения.

При возникновении аварий с элементами КНБК по вине завода-изготовителя составлять акт-рекламацию в установленном порядке.

ЗАПРЕЩАЕТСЯ:

- отправлять на буровую элементы КНБК, переводники к ним без клейма ответственных исполнителей, проверочных и ремонтных работ (дефектоскописта, мастера, токаря) или выписки из акта проверки;

- спускать в скважину элементы КНБК, на которых обнаружены дефекты, или которые достигли установленную норму отработки.

5.1.3. Предупреждение слома легкосплавных бурильных труб

Подготовку к эксплуатации и эксплуатацию легкосплавных бурильных труб (ЛБТ) необходимо вести в соответствии с руководящими документами.

Легкосплавные бурильные трубы (ЛБТ), получаемые с базы, должны объединяться в комплекты на основании сертификатов с составлением паспорта. Длина комплекта должна определяться глубиной скважины с учетом прочностной характеристики труб.

При транспортировке ЛБТ их концы не должны выступать за прицеп более, чем на 2,5 м. Обязательным является выполнение правил транспортировки и ведения документации на стальные бурильные трубы.

При длительном хранении ЛБТ должны быть уложены над землей с деревянными прокладками между рядами. Трубы, закладываемые на длительное хранение после бурения, должны быть промыты внутри и снаружи от бурового раствора, а резьбовые соединения - смазаны.

В процессе эксплуатации ЛБТ должны быть проведены:

1) дефектоскопия (толщинометрия) так же, как и для стальных бурильных труб при турбинном способе бурения (табл. 1 приложения 7), а при роторном – через 30 суток.

2) опрессовка легкосплавных бурильных труб на полуторакратное рабочее давление через каждые 3 месяца, а также в случаях:

- перед спуском потайных колонн или секций обсадных колонн;
- перед спуском испытателя пластов;
- в случае предположения негерметичности бурильной колонны.

Периодичность проверки износа замков и замковых резьб – 1 раз в месяц.

Щелочность бурового раствора (рН) не должна превышать значения 11 (при большем значении ускоряется коррозия труб). Увеличивается коррозия ЛБТ и при применении их в растворах с повышенной соленостью.

Допускаемые растягивающие нагрузки на ЛБТ, находящиеся в клиновом захвате, приведены в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Допускаемые растягивающие нагрузки на ЛБТ

Наружный диаметр и толщина стенки ЛБТ, мм	129 и 9	129 и 11	147 и 9	147 и 11	147 и 13
Допускаемая растягивающая нагрузка, тс	70	85	77	94	110

При эксплуатации легкосплавных бурильных труб ЗАПРЕЩАЕТСЯ:

1. Резко устанавливать в клинья ПКР бурильную колонну.
2. Проворачивать ротором колонну ЛБТ, подвешенную на клиновом захвате.
3. Ударять по телу трубы при подводе стрелы МСП.
4. Создавать нагрузку на долото весом ЛБТ, за исключением случаев, когда в КНБК включаются ЛБТ.
5. Свинчивать и развинчивать ЛБТ без включения нижнего захвата АКБ.
6. Заряжать машинный ключ за тело трубы.
7. Наносить риски, метки на теле трубы.
8. Устанавливать кислотную ванну.
9. Превышать растягивающие и крутящие нагрузки, предусмотренные технической характеристикой.
10. Перевозить с буровой на буровую без проверки их годности в трубном цехе БПО.
11. Применять клинья ПКР, не соответствующие диаметру труб.
12. Применять ЛБТ при обнаружении филътрата магния в буровом растворе .
13. Производить частичную замену изношенных клиньев или сухарей в клиньях.

При герметизации скважины плашечным превентором в обязательном порядке использовать стальную аварийную трубу соответствующего диаметра.

5.1.4. Предупреждение слома переводников

Все переводники независимо от назначения должны иметь маркировку и паспорт, в котором указываются: тип, размер, номер, марка стали, дата изготовления, клеймо токаря и дефектоскописта.

Для контроля за изготовлением, движением, эксплуатацией и ремонтом переводников должны вестись:

- регистрационный журнал (находится на БПО), где указываются номер переводника, размер, марка стали, дата изготовления и ремонта, фамилия токаря, фамилия дефектоскописта;
- журнал движения переводников (ведет комплектовщик БПО);
- журнал учета работы КНБК (раздел о работе переводников ведет буровой мастер).

Переводники должны изготавливаться из сталей 40Х и 40ХН. Не допускается изготовление переводников из материала, где проходное сечение расположено эксцентрично по отношению к геометрической оси заготовки. Изготовление переводников должно осуществляться только из нового УБТС с проходным каналом диаметром не более 80 мм.

Перед отправкой на буровую переводники должны проверяться наружным осмотром, обмером основных размеров, калибровкой резьб и дефектоскопией.

Перед спуском в скважину переводник должен быть тщательно осмотрен и на него составлен эскиз со всеми размерами.

Крепить переводник необходимо машинными ключами с моментом, соответствующим размеру замковой резьбы (таблица 12, приложения).

При каждом спуске производить докрепление всех переводников.

Учет работы переводников ведется в часах (время механического бурения, проработки и расширки ствола). Время наработки переводников устанавливается технологической службой предприятия, по аналогии с УБТС.

Дефектоскопия переводников должна производиться:

- на базе перед отправкой на буровую;
- на буровой при проведении дефектоскопии бурильной колонны.

Запрещается применять составные переводники при сборке КНБК.

5.1.5. Предупреждение слома ведущей трубы

На каждую ведущую трубу должен быть паспорт, в котором необходимо вести учет ее работы.

Для бурения скважин глубиной более 3000 м и при роторном способе применять ведущие трубы только цельнотянутой конструкции.

На ведущие трубы сборной конструкции необходимо навинчивать переводники в горячем состоянии с последующей их приваркой к блокирующему кольцу, посаженному в горячем состоянии на цилиндрическую часть ведущей трубы.

При ремонте ведущих труб сборной конструкции следует отрезать переводники вместе с блокирующими кольцами.

При появлении течи в резьбовом соединении верхнего или нижнего переводника ведущей трубы сборной конструкции необходимо прекратить бурение (промывку) и произвести замену ведущей трубы. Обваривание таких переводников запрещается.

Время работы новых ведущих труб до их ремонта:

- сборной конструкции - 3000 часов (включая время механического бурения, проработки, расширки и промывки);
- цельнотянутых - до выявления дефекта.

Ведущие трубы должны проходить дефектоскопию и подвергаться контролю:

- на трубной базе после сборки перед отправкой на буровую;
- вместе с бурильной колонны;
- после окончания бурения скважины.

Ведущие трубы следует перевозить только в специальных кожухах или в отбракованных обсадных трубах, длина которых должна быть больше длины ведущей трубы не менее чем на 1,5 м.

При затаскивании ведущей трубы в буровую необходимо принимать меры предосторожности против ее искривления.

Кривизна ведущей трубы при работе не должна превышать 2 мм на 1 м и 6 мм на всей длине.

Поднимать ведущую трубу из шурфа следует на пониженной скорости лебедки, избегая ударов ее о ротор. При этом не допускать попадания струны оснастки талевого каната за палец для установки свечей.

На ведущей трубе необходимо устанавливать переводник для предохранения правой замковой резьбы.

Раскрепление верхнего переводника ведущей трубы и ее смену производить только при полностью поднятой из скважины бурильной колонне.

ЗАПРЕЩАЕТСЯ:

- производить бурение скважины искривленной ведущей трубой;
- бурить на всю длину ведущей трубы;
- вращать бурильную колонну при посаженном на элеватор верхнем (левом) переводнике ведущей трубы.

5.2. Предупреждение аварий при креплении скважин

5.2.1. Работы по креплению скважины

Все работы по креплению скважин проводить по утвержденному плану, составленному в соответствии с рабочим проектом и требованиями действующих руководящих документов.

План должен быть выдан своевременно буровой бригаде, а все ответственные специалисты, указанные в нем, ознакомлены под роспись.

План работ по креплению скважины должен отражать:

- подготовку всего бурового и силового оборудования, а в зимнее время и котельной (парогенератора), воздухосушки;
- подготовку ствола скважины (КНБК, способ и режим проработки, параметры бурового раствора, время ввода и концентрации смазывающих добавок);
- подготовку обсадных труб;
- расчет обсадной колонны согласно фактическим горно-геологическим условиям;
- подготовку подвески из бурильных труб и ее расчет (при спуске обсадных колонн секциями и спуске потайной колонны);
- компоновку обсадной колонны элементами технологической оснастки с указанием глубин их установки;

- способ приварки резьбовых соединений башмачной части обсадных колонн (5-6 труб);
- компоновку низа бурильной колонны на разбуривание цементного стакана и оснастки.

Для скважин, проект на строительство которых утверждает заказчик-недропользователь, изменение проектной компоновки обсадной колонны согласовывается и утверждается в соответствии с действующим положением.

Отступления от плана по креплению скважины или выполнение работ, не предусмотренных планом, не допускаются без согласования с главным инженером буровой организации. При отсутствии оперативной связи и экстренной необходимости решение об изменении плана принимает ответственный инженерно-технический работник за крепление скважины. Изменения проектных решений для скважин, технический проект которых утверждается Заказчиком проекта, должны оформляться протоколом с утверждением лицом, утвердившим технический проект на строительство скважины.

Перед спуском обсадных колонн комиссия в составе, определенном приказом по УБР, с привлечением, если необходимо, представителей Заказчика, Ростехнадзора и Противодонной службы, должна проверить состояние и исправность:

- фундаментов под вышечным основанием и основанием ротора;
- подвышечного основания и вышки, центровку вышки и горизонтальность стола ротора;
- силового оборудования и электрической системы;
- талевой системы и талевого каната;
- буровой лебедки и тормозной системы;
- буровых насосов, очистных систем, дегазатора;
- контрольно-измерительных приборов (ГИВ-6, манометры и др.);
- противовыбросового оборудования и соответствие плашек пре-вентора диаметру спускаемой обсадной колонны. При диаметре спускаемой колонны более 168 мм - иметь в наличии аварийную трубу с шаровым краном и наверху от руки переводником к обсадным трубам;
- связи.

По согласованию с главным инженером УБР комиссия может привлечь для осмотра буровых вышек представителей завода-изготовителя, а также организовать работы по устранению выявленных дефектов и составить акт о готовности буровой установки к креплению скважины. Результаты проверки оформляются актом с утверждением его главным инженером УБР. Копия акта должна быть на буровой вместе с другими документами на крепление скважины.

В процессе проведения последнего долбления перед спуском колонны необходимо ввести смазывающие добавки в буровой раствор, проверить соответствию всех его параметров проектным.

Перед отправкой обсадных труб на буровую трубная база (цех) проводит контрольную проверку труб:

- на соответствие их сертификату качества;
- на наличие закатов, плен, раковин, вмятин, трещин, разностенности, овальности;
- шаблонировкой;
- по маркировке, сортировке по длине;
- на гидравлическое испытание.

Гидравлическое испытание обсадных труб на внутреннее давление должно проводиться водой с выдержкой 30 сек. Величина давления устанавливается рабочим проектом на строительство скважины.

Запас прочности при опрессовке обсадных труб должен быть не менее:

- для труб диаметром 114-219 мм - 1,15;
- для труб диаметром свыше 219 мм - 1,45.

Гидравлической опрессовке подвергаются все трубы отечественного производства.

Опрессовка импортных обсадных труб производится по специальному распоряжению руководителя буровой организации.

На элементы технологической оснастки должны иметься паспорта. Они должны быть проверены и опрессованы в соответствии с паспортной характеристикой.

Спусковой инструмент должен быть подвергнут ревизии и дефектоскопии перед отправкой на буровую перед каждым спуском колонны (о чем необходимо сделать записи в паспортах и составить акт об их технической исправности).

На результаты проверки и опрессовки обсадных труб и технологической оснастки должны быть составлены акты. Копии актов необходимо направить на буровую вместе с трубами и технологической оснасткой.

На наружной поверхности отбракованных обсадных труб и элементов технологической оснастки необходимо написать устойчивой краской "БРАК" для исключения отправки на буровую.

Перевозку обсадных труб следует производить трубовозами. Погрузку и разгрузку труб необходимо производить крановой техникой или механизмами, приспособлениями, исключающими падение и удары труб.

При транспортировке концы труб должны быть защищены предохранительными кольцами и ниппелями.

При подготовке труб необходимо завести на буровую проверенные резервные трубы максимальной (по расчету) прочности в количестве 5 % от проектной длины колонны.

Доставленные на буровую обсадные трубы должны иметь заводской сертификат и заводскую маркировку, подтверждающие их соответствие требованиям стандарта (для импортных труб - контракта).

Начальник буровой (буровой мастер или ИТР, определенный планом работ) обязан:

- ознакомить с планом по креплению скважины все вахты, участвующие в работе по креплению;
- записать в вахтовый журнал количество завезенных труб и реестр очередности их спуска;
- проверить технологическую оснастку обсадной колонны (в том числе соответствие присоединительных резьб путем наворота на обсадную трубу);
- проверить комплектность и техническую исправность спускового инструмента;
- проверить наличие на буровой актов: на проверку и опрессовку обсадных труб и технологической оснастки, на готовность буровой установки к креплению скважины, на готовность подвески бурильных труб (при спуске потайных колонн и секций), на проведение контрольного замера бурильной колонны, на проверку спускового инструмента.

До начала подготовки скважины к спуску обсадной (потайной) колонны необходимо выполнить комплекс геофизических исследований, характеризующих состояние ствола скважины: профилометрию, инклинометрию, замер температуры и др.

Проработка ствола скважины проводится в соответствии с планом работы по креплению скважины.

Ствол скважины считается подготовленным к спуску обсадной колонны, если при контрольном спуске и подъеме калибрующей компоновки отсутствуют посадки, затяжки, а параметры бурового раствора и концентрация смазывающих добавок соответствует проектным (заданным в плане на крепление скважины).

При наличии резко выраженных уступов в скважине вывесить на видном месте плакат: "Соблюдать осторожность при спуске колонны".

Разрешение на спуск обсадной колонны выдается ответственным руководителем по креплению скважины, назначенным в плане работ или главным инженером УБР.

На период спуска обсадной колонны и ее цементирования должно быть организовано круглосуточное дежурство на буровой сварщика, электрика, старшего дизелиста, слесаря.

5.2.2. Предупреждение аварий при спуске обсадных колонн

Спуск обсадной колонны производится под руководством ответственного инженерно-технического работника, специально назначенного на эту операцию или указанного в плане работ. Ответственный руко-

водитель составляет график непрерывного дежурства ИТР на рабочем месте (на буровой) и контролирует четкое его выполнение.

Спуск тяжелых обсадных колонн (более 100 т) необходимо производить на спайдер-элеваторах или с помощью верхнего спайдера и ПКРО.

В случае использования элеваторов обеспечить строгую горизонтальность посадки муфты на опорной поверхности элеватора и элеватора на ротор, так как односторонняя нагрузка на муфту способствует ее деформации и вырыву колонны в заводском навороте.

Подачу обсадных труб на буровую следует производить осторожно при навинченных предохранительных кольцах, которые нужно снимать только при полной готовности труб к свинчиванию. На воротах вышки необходимо устанавливать удерживающее приспособление, предотвращающее удар труб о ротор при подаче в буровую.

Каждую подаваемую для спуска обсадную трубу необходимо шаблонировать, закрепив за указанной операцией опытного помощника бурильщика. Ответственному за шаблонирование выдается под роспись только один шаблон (запасные хранятся у мастера). Бурильщик не должен поднимать шаблонируемую трубу выше ротора без сигнала помощника бурильщика о выходе из неё шаблона.

Прием-сдача шаблона фиксируется в буровом журнале с росписями ответственных за шаблонирование обсадных труб.

Наружный диаметр шаблона для труб, изготовленных по ГОСТ 632-80, должен быть меньше их номинального внутреннего диаметра на следующую величину:

- для труб диаметром 114-219 мм на 3 мм,
- для труб диаметром 245-340 мм на 4 мм;
- для труб диаметром более 340 ммна 5 мм.

Длина шаблона для труб диаметром 114-219 мм - 150 мм, для труб диаметром более 219 мм - 300 мм. Ручка шаблона должна быть выполнена впотай. Запрещается применение глухих шаблонов.

Для обеспечения герметизации резьбовых соединений обсадных колонн необходимо руководствоваться "Инструкцией по применению резьбовых смазок для соединения труб нефтяного сортамента" (приложение).

Тип смазки резьбовых соединений должен подбираться в соответствии с условиями эксплуатации, приведенными в приложении.

Кисть или другие приспособления, используемые для нанесения смазки, должны иметь приспособление, предотвращающее их падение во внутрь колонны.

Все резьбовые соединения башмачной части обсадной колонны (50-60 м) после закрепления машинными ключами должны быть усилены прерывистым сварным швом с обязательным применением спецколец или электрозаклепок.

Сварочные работы должны производиться квалифицированными сварщиками. Не допускается принудительное охлаждение сварного шва (водой или буровым раствором).

В случае компоновки низа обсадной колонны из труб, не подлежащих обварке, резьбовые соединения должны смазываться затвердевающей смазкой типа УС-1.

Общая длина обсадной колонны до забоя должна быть подобрана заранее и с учетом требований по оборудованию устья скважины ПВО.

Последнюю обсадную трубу колонны рекомендуется спускать в скважину с минимальной скоростью и промывкой. Для выполнения данной операции на буровой необходимо иметь силовой промывочный переводник с резьбой под обсадную колонну, позволяющий присоединение к нему грязевого шланга и быстросъемного соединения. Не допускать частичную или полную разгрузку обсадной колонны на забой скважины.

Если при свинчивании вручную труба (изготовленная по ГОСТ 632-80) не повернулась на 6 ниток и более, докреплять такое соединение запрещается. Трубу необходимо заменить.

Если при достижении максимального крутящего момента при докреплении соединений обсадных труб (ГОСТ 632-80) остается более 3-х ниток, то такие трубы следует отсоединить и забраковать.

Обварка резьбовых соединений или планок для "усиления" ненормально свинченных обсадных труб запрещается.

Крепление резьбовых соединений всех обсадных колонн должно проводиться с использованием моментометров.

Величины момента крепления резьбовых соединений должны быть указаны в плане по креплению скважины и определяться для каждого размера труб в зависимости от типа резьбы, толщины трубы и применяемой смазки.

За свинчиванием резьбовых соединений в процессе спуска технических и эксплуатационных колонн должен быть установлен постоянный контроль со стороны инженерно-технических работников (в строгом соответствии с графиком).

В реестре и в вахтовом журнале следует отмечать интервалы спуска колонны при каждом дежурстве ответственного ИТР.

Во избежание поглощения, гидроразрыва пластов, нарушения устойчивости стенок скважины, смятия обсадной колонны в плане работ указывать допустимую скорость спуска колонны. Скорость спуска подвески из бурильных труб не должна превышать скорости спуска обсадных труб.

При использовании обратных клапанов, которые не обеспечивают самозаполнение колонны при ее спуске, необходимо регулярно производить долив бурового раствора в колонну (и в подвеску из бурильных труб) через определенное количество спущенных труб, указанное в плане работ.

Заполнение обсадной колонны (и подвески из бурильных труб) буровым раствором необходимо производить через доливочную головку до прекращения пульсации с последующим контролем уровня визуально.

Для предотвращения прихвата обсадной колонны в процессе ее заполнения, восстановления циркуляции и промежуточных промывок колонну необходимо держать на весу и расхаживать через каждые 5 мин.

Если в процессе спуска колонны появилась необходимость ее расхаживать, то перед расхаживанием необходимо долить колонну до устья.

При спуске обсадной колонны необходимо производить промежуточные промывки ствола скважины, предусмотренные планом работ. В плане работ должен быть указан режим и продолжительность промывок.

В случае возникновения осложнения (посадки, затяжки, разгазирование бурового раствора и др.) должна производиться внеочередная промежуточная промывка. При этом необходимо принять меры к недопущению прихвата и выброса.

Если при спуске колонны наблюдаются посадки и затяжки, которые не удастся ликвидировать посредством промывок и допустимых расхаживаний, дальнейшие работы проводить по специальному плану.

Все организационные и технологические указания, относящиеся к проведению работ по спуску обсадных колонн в один прием, должны в полном объеме выполняться также и при креплении скважин потайными колоннами и секциями, спускаемыми на бурильных трубах.

При спуске секции или потайной колонны необходимо:

1) подготовить подвеску из бурильных труб и разъединитель в соответствии с расчетом, указанным в плане (промаркировать, промерить, прошаблонировать, проверить дефектоскопией, спрессовать на давление опрессовки обсадных труб, но не менее, чем в 1,5 раза превышающее расчетное давление при цементировании);

2) крепить замковые соединения машинными ключами;

3) застопорить ротор на весь период допуска и цементирования;

4) установить обтиратор на устье для предотвращения попадания в скважину посторонних предметов;

5) производить отвинчивание разъединителя после окончания срока ОЗЦ при весе на крюке, равном зафиксированному весу подвески, с использованием квадратной штанги или клиньев и под руководством работника, указанного в плане на крепление скважины. Производить отвинчивание разъединителей типа ЦСВ-245, ЦСВ-340, ЦСП-245, Р-194 и др. в порядке, предусмотренном инструкцией по их эксплуатации;

6) при спуске секции обсадной колонны на бурильных трубах над разъединителем устанавливается телескопический переводник для безопасного отворота подвески бурильных труб. При использовании разъединителей (типа ЦСВ), в конструкции которых предусматривается сво-

бодный ход штока при выполнении операции по отвороту, телескопический переводник не устанавливается.

ЗАПРЕЩАЕТСЯ:

- изменять проектные решения без оформления соответствующего протокола;
- применять для замера бурильных и обсадных труб рулетки, имеющие поправки после их ремонта;
- спускать обсадную колонну без предварительной гидравлической опрессовки труб;
- применять обсадные трубы, которые имели пропуски в резьбовых соединениях при их опрессовке;
- спускать обсадные трубы, в соединениях которых после наворота на скважине выявлен перекус резьбы;
- производить обварку резьбовых соединений для "усиления" при ненормальном свинчивании обсадных труб;
- принудительно пропускать колонну через зоны посадок;
- вращать подвеску из бурильных труб при спуске потайной колонны или секции колонны с резьбовым разъединителем;
- применять разъединитель, который не позволяет производить промывку во время ОЗЦ.

5.2.3. Предупреждение аварий из-за некачественного цементирования

План на цементирование обсадной колонны входит самостоятельным разделом в общий план работ по креплению скважины и обязательно содержит такие сведения:

- тип и составы тампонажных материалов по интервалам цементирования, требования к тампонажным материалам;
- расчет необходимого количества тампонажных материалов;
- тип, состав и количество буферной жидкости;
- требования к физико-механическим свойствам тампонажных растворов (плотность, время загустевания и др.), условия выполнения лабораторных испытаний (температура, давление);
- гидравлическую программу цементирования (необходимая производительность на различных стадиях процесса цементирования, ожидаемые давления на устье и забое скважины, в интервале залегания пластов с наименьшим градиентом давления гидроразрыва, рабочего давления в конце продавливания - давления "стоп");
- требуемое количество тампонажной техники, режим ее работы;
- последовательность работ, требования к выполнению основных технологических операций процесса цементирования, а также вспомогательных работ, выполняемых с помощью специальной тампонажной техники по завершению процесса цементирования;

- перечень ответственных руководителей работ.

Работы по цементированию осуществляются под руководством ответственного ИТР.

Цементирование эксплуатационных колонн на скважинах глубиной свыше 5000 м, с коэффициентом аномальности более 1,5 и с содержанием серы в пластовых флюидах более 6 %, производить под руководством главного инженера и главного геолога УБР.

Цементирование обсадных колонн, установка цементных мостов, заливка зон поглощений должны производиться только при наличии на буровой лабораторных анализов тампонажных растворов или их смесей, проведенных тампонажной конторой (цехом) или лабораторией в полном соответствии с заданными условиями (температура, давление, исходная вода для приготовления жидкости затворения).

Подбор рецептуры тампонажного раствора необходимо производить за 5 суток до цементирования. Если со дня выбора рецептуры до начала цементирования прошло более 10 суток, то рецептуру следует подвергнуть контрольной проверке и в случае необходимости – корректировке.

В лаборатории должно быть проверено отсутствие отрицательного воздействия буферной жидкости на тампонажный и буровой растворы. При этом буферные жидкости (состав и реологические параметры) должны обеспечивать:

- гарантированное разделение бурового раствора от цементного, что достигается подбором плотности буферной жидкости;
- отмывающую способность глинистой корки на границах "горная порода" - "обсадная колонна";
- повышение адгезионной способности горной породы ствола скважины и металла обсадных труб по отношению к цементу.

Время загустевания тампонажного раствора, определяемое на консистометрах при взаимодействии температуры и давления, имитируемых по процессу цементирования, должно быть на 25 % больше расчетного времени цементирования, но не менее чем на 30 и не более чем на 90 мин.

Потребное количество тампонажного материала для цементирования обсадной колонны следует определять с учетом коэффициента сжимаемости растворов (смесей), промыслово-геофизических данных (по профилометрии, произведенной при выполнении заключительного комплекса геофизических работ) и накопленного опыта цементирования скважин на данной площади.

Доставка цемента на буровую, как правило, должна осуществляться цементосмесительными машинами и цементовозами в опломбированном виде с документами о количестве цемента и паспортных сведениях на него и сдаваться буровому мастеру, который должен вести учет завозимого тампонажного материала.

При подготовке к выезду на буровую следует очистить мерные емкости цементируемых агрегатов, проверить соответствие размеров цилиндрических втулок и поршней цементируемых насосов ожидаемому давлению, наличие и исправность манометров высокого и низкого давления, предохранительных клапанов и запорных устройств. У цементосмесительных машин до затаривания цемента бункера должны быть полностью освобождены от остатков предыдущего цемента, а размер насадок соответствовать расчетному значению для обеспечения заданной плотности.

Цементирующая головка должна быть опрессована на полуторакратное ожидаемое максимальное давление при цементировании, в нее должна быть вставлена верхняя разделительная пробка. Цементирующая головка должна быть оборудована манометрами и кранами высокого давления. К цементирующей головке должны быть подведены три линии (две рабочие и третья для выдавливания разделительной пробки).

Если ожидаемое рабочее давление при цементировании превышает 200 кгс/см^2 , следует заблаговременно на базе проверить рабочие соединения манифольдов цементируемых агрегатов, блока-манифольда (БМ) и опрессовать их поэлементно на полуторакратное ожидаемое давление.

При цементировании должны применяться осреднительные емкости, блок-манифольд, станция контроля цементирования и блок или емкость для приготовления буферной жидкости.

Перед цементированием колонн обвязка агрегатов должна быть опрессована давлением, в 1,5 раза превышающим ожидаемое максимальное давление при цементировании.

После окончания спуска обсадной колонны (секции, потайной колонны), до начала ее цементирования, скважина промывается до выравнивания параметров бурового раствора с обязательным пропуском раствора через очистные механизмы.

Запрещается цементирование скважины при наличии признаков газодонефтепроявлений или поглощения бурового раствора до их ликвидации.

В случае возникновения осложнений при цементировании, вызванных поглощением бурового или тампонажного раствора и др., дальнейшие операции по цементированию ответственные представители Тампонажной конторы и буровой организации согласовывают с главным инженером вышестоящей организации.

Если при цементировании обсадной колонны возникнут признаки газодонефтепроявлений, то процесс цементирования следует продолжить с регулированием противодавления в заколонном пространстве с помощью противовыбросового оборудования.

Процесс цементирования должен производиться непрерывно, соблюдая заданную гидравлическую программу и обеспечивая расчетную скорость восходящего потока тампонажного раствора в затрубном пространстве.

Последние 1,0-1,05 м³ продавочной жидкости для обсадных колонн диаметром до 245 мм закачивать одной насосной установкой с подачей 3-4 л/с, для обсадных колонн большего диаметра - 5-6 л/с.

Давление "стоп" должно быть выше максимального при цементировании на 15-25 кгс/см², но не превышать максимально допустимое давление, определенное из условия прочности обсадной колонны на внутреннее давление.

Независимо от наличия станции контроля цементирования в процессе цементирования необходимо:

- в каждом пункте приготовления тампонажного раствора непрерывно производить замеры его плотности ареометром с отбором проб из чанов для затворения цемента. Обеспечить хранение проб в течение времени ОЗЦ;

- контролировать давление нагнетания жидкостей в обсадную колонну по манометрам высокого давления на цементировочных агрегатах и блок-манифольде;

- учитывать текущий и суммарный объемы закачанных в скважину жидкостей по тарированным емкостям цементировочных агрегатов, назначив для этого ответственных ИТР;

- контролировать характер циркуляции и корректировать режимы работы агрегатов в случае возникновения поглощения в скважине. Расхождение фактического и расчетного объема приготовленного тампонажного раствора более чем на 5 % не допускается.

Заключительные работы после цементирования производить в соответствии с п.п. 13.1 - 13.4 " Инструкции по креплению нефтяных и газовых скважин "РД 39-00147001-767-2000.

По окончании цементирования обсадных колонн, перекрывающих пласты с АВПД и газовые горизонты, а также в скважинах, склонных к газодонефтепроявлениям, на период ОЗЦ необходимо герметизировать заполненное до устья затрубное пространство и обеспечить дежурство цементировочного агрегата, обвязанного с устьем скважины.

При возникновении непредусмотренных планом ситуаций и расхождении с расчетными данными в процессах спуска колонны и ее цементирования, ответственные руководители работ должны разобраться в них, установить причину, принять возможные меры по их устранению, наметить решение о неотложных работах.

ЗАПРЕЩАЕТСЯ:

- проводить цементирование при отсутствии сведений о рецептуре тампонажного раствора от лаборатории Тампонажной конторы (цеха);

- проводить цементирование эксплуатационных и потайных колонн и колонн, спускаемых секциями, без проведения контрольного анализа

физико-механических свойств тампонажного раствора (камня) перед началом работ,

- цементировать обсадные колонны без применения продавочных пробок;

- приступать к оборудованию устья скважины до окончания ОЗЦ и определения высоты подъема цемента за обсадной колонной (по ОЦК, АКЦ);

- допускать отклонение от типовых схем оборудования устья, установленных ГОСТом и действующими инструкциями;

- спускать в скважину бурильные трубы до полного окончания обвязки ПВО;

- проводить работы по разбуриванию цементного стакана, обратного клапана, направляющей пробки до окончания обвязки ПВО, определения его герметичности, а также с применением КНБК, включающей центрирующие приспособления (калибратор, расширитель и др.);

- бурить роторным способом или проворачивать бурильную колонну при нахождении калибратора в башмаке обсадной колонны.

5.3. Предупреждение аварий с долотами

При проверке долота необходимо иметь в виду, что:

- присоединительная резьба должна быть гладкой, без выкрошенных витков, заусениц и других дефектов, нарушающих ее непрерывность и прочность;

- поверхности упорных торцов резьбового соединения должны быть гладкими, без заусениц, выбоин и других дефектов, нарушающих плотность соединения;

- в сварных швах на поверхности резьбы не допускаются единичные поверхностные поры глубиной более 0,3 мм или шлаковые включения диаметром свыше 1 мм в количестве не более трех на длине каждого шва, а также видимые трещины по сварному шву;

- диаметр долот не должен превышать номинального размера более чем 0,8 мм для долот диаметром от 93,0 до 349,2 мм и 1,6 мм – для долот диаметром от 374,5 до 444,5 мм;

Приспособление для крепления долота должно быть изготовлено так, чтобы захват долота происходил за боковые поверхности лап, исключал захват за шарошки.

В зимнее время не допускать намораживания бурового раствора в приспособлении, чтобы исключить захват за шарошки.

Перед наворотом долота тщательно очистить резьбу на долоте и переводнике (а в зимнее время отогреть) и смазать смазкой Р-113, Р-416 (табл. 1 приложения).

При эксплуатации долот серии ГНУ, ГАУ следует помнить:

- шарошки у долот серии ГНУ не должны вращаться от усилия руки, а шарошки серии ГАУ могут проворачиваться;

- крышки узлов компенсаторов, размещенных в верхней части спинок лап, должны быть надежно зафиксированы пружинными стопорными кольцами;

- компенсационные каналы в крышках должны быть свободными от краски и загрязнений;

- отверстия для заполнения смазкой полости опор должны быть закрыты резьбовыми заглушками, при наличии предохранительных клапанов их входные отверстия не должны быть загрязнены;

- зазор между цапфой и шарошкой должен быть перекрыт уплотнительными элементами (манжетой у долот серии ГНУ, кольцом у долот серии ГАУ);

- подтеки смазки из опор не допускаются.

При спуске долота в скважину:

- не допускать ударов при входе в потайную колонну (секцию колонны) и прохождении уступов, спуск производить на минимальной скорости с особой осторожностью;

- проработать интервалы, в которых отмечены затяжки инструмента во время подъема, согласно записи в буровом (вахтовом) журнале, и призабойную зону, устанавливаемую в зависимости от потери диаметра предыдущего долота, но не менее, чем на длину ведущей трубы;

- производить спуск на пониженной скорости (не более 0,5 м/сек) в интервалах резкого изменения зенитного и азимутного углов искривления ствола скважины, в интервале зарезки нового ствола или набора кривизны наклонно-направленных скважин, в интервалах сужения, а также при прохождении уступов.

Во избежание возможных повреждений вооружения, опор, промысловых, герметизирующих и компенсационных устройств долот серии ГНУ, ГАУ в процессе их спуска в скважину соблюдать следующие требования:

- не производить, по возможности, вращение бурильной колонны в течение всего спуска, до забоя;

- если при спуске произошла посадка инструмента, необходимо промыть место посадки и осторожно продолжить спуск с включенной циркуляцией,

- если промывка не дает положительных результатов, проработать интервал посадки.

Перед бурением долото приработать на забое:

- обычные трехшарошечные долота при нагрузке 2-3 тс, в течение 5-10 мин при турбинном бурении и 10-15 мин – при роторном;

- долота с герметизированной опорой при нагрузке 6-8 тс и ограниченном числе оборотов в течение 25-30 мин.

При бурении постоянно следить за показаниями всех контрольно-измерительных приборов (и поддерживать связь со станцией геолого-технологического контроля).

Бурение роторным способом производить только при наличии и исправном состоянии роторного моментомера.

В процессе бурения вязких глинистых пород во избежание образования сальника и прилипания бурильного инструмента производить отрыв долота от забоя через каждые 20-30 мин на длину ведущей трубы.

При снижении давления в нагнетательной линии или температуры выходящего из скважины бурового раствора углубление прекратить до выяснения и устранения причин.

Если имеются признаки заклинивания шарошек долота (рост показаний моментомера, неритмичная работа двигателей привода, остановка турбобура и т.п.), необходимо приподнять инструмент на длину ведущей трубы и при последующей проработке интервала проверить работоспособность долота. При повторных признаках заклинивания шарошек следует прекратить углубление, промывку скважины и поднять долото.

Момент подъема долота следует определить по следующим признакам:

- резкому падению механической скорости в 2,5-3 раза за последние 15-20 мин бурения;
- остановке турбобура при неизменном давлении в нагнетательной линии;
- по возрастанию показателей моментомера при роторном бурении;
- по опыту отработки 3-х последних долот.

При подъеме инструмента необходимо следить за показаниями индикатора веса и, в случае затяжки на 10-15 тс, прекратить подъем, скважину промыть при одновременном расхаживании инструмента до исчезновения затяжек, но не менее одного цикла. Интервал затяжек записать в буровом журнале для проработки новым долотом при очередном спуске.

При входе в башмак обсадной колонны скорость подъема уменьшить до 0,5 м/сек во избежание удара долота.

ЗАПРЕЩАЕТСЯ:

- применять неправильно изготовленное приспособление для крепления долот;
- крепить долото с захватом за шарошки;
- навинчивать и крепить долото обратным ходом ротора;
- хранить на буровой долота, имеющие нестандартные размеры и другие дефекты;
- вести бурение роторным способом при неисправном моментомере;
- применять долота без насадок, если они предусмотрены конструкцией долота;
- спускать долото при наличии множественных посадок ("проталкивать");

- применять долота с герметизированной опорой в компоновке с высокооборотистыми турбобурами;
- сбрасывать новые долота на землю или на твердые предметы, или друг на друга.

5.4. Предупреждение аварий с забойными двигателями

На поверхности корпусов и валов забойных двигателей не должно быть вмятин, трещин, раковин и других дефектов.

Для определения скрытых дефектов в турбинном цехе необходимо проводить следующие профилактические работы:

- дефектоскопию вала и корпуса – при каждом ремонте;
- проверку резьб на валу и на корпусе калибрами – при каждом ремонте;
- замер диаметра корпуса турбобура – при каждом ремонте (допускается износ на 3 мм).

Резьбы валов, корпусов и переводников не должны иметь следов промоин, выкрашиваний и других дефектов.

Натяг сопрягаемых деталей резьб (зазор между торцами) при свинчивании вручную (с моментом 20-30 кгс·м) должен соответствовать данным табл. 1 приложения 8.

Все турбобуры должны иметь на валу ловильную резьбу, размер которой необходимо указывать в паспорте.

Турбобуры, применяемые при бурении алмазными долотами, должны быть оснащены устройством для стопорения вала с корпусом.

После каждого ремонта забойного двигателя в паспорте отмечается люфт каждой секции, утопание и вылет валов.

Транспортировать забойные двигатели следует на трубовозах. Резьбы должны быть защищены колпаками. Погрузка и разгрузка должны быть механизированы, без ударов о твердые предметы.

Забойные двигатели должны поступать на буровую с паспортом.

Сборку секционного турбобура на буровой необходимо производить с применением исправных элеваторов и хомутов соответствующего размера.

Перед каждым спуском забойного двигателя в скважину необходимо проверить:

- величину осевого люфта (предельная величина указывается в паспорте);
- легкость и плавность запуска;
- герметичность резьбовых соединений корпуса при рабочем расходе бурового раствора;
- соответствие перепада давления технической характеристике;
- величину утечки через уплотнение вала (визуально);
- плавность остановки после отключения насоса.

ЗАПРЕЩАЕТСЯ:

- сбрасывать забойный двигатель с трубовоза или стеллажей;
- собирать турбобур или устанавливать его на роторе с применением клиньев ПКР;
- собирать турбобур без визуальной проверки состояния резьб, или с недостаточным натягом в резьбовых соединениях корпусов секций и шпинделя, или без контроля момента крепления (по давлению в пневмоцилиндре);
- опробовать (спрессовывать) забойный двигатель с наверхутом долотом:
- выключать ротор при турбинно-роторном способе бурения (расширки, проработки) до остановки турбобура (по давлению в нагнетательной линии).

При разбурировании цементных стаканов винтовыми забойными двигателями предусмотреть следующее:

- приемные емкости насосных установок должны быть очищены от шлама и посторонних предметов;
- под ведущую трубу устанавливать фильтр;
- над ВЗД обязательна установка обратного клапана;
- спуск бурильного инструмента (НКТ) производить с шаблонировкой;
- долив бурового инструмента (НКТ) производить через ведущую трубу до появления циркуляции через каждые 1000 м и над цементным мостом производить промывки не менее одного цикла.

5.5. Предупреждение падения колонны труб в скважину

Перед началом работы каждая вахта под руководством бурильщика обязана тщательно проверить исправность и работоспособность:

- тормозной системы;
- талевого системы (в том числе талевого каната, предохранительных серег боковых рогов и защелок на крюкоблоке);
- элеваторов (в том числе соответствие размеру и весу колонны труб);
- пневматического клинового захвата и АКБ (в том числе крепление сменных деталей во избежание выпадения их в скважину);
- противозатаскивателя;
- контрольно-измерительной аппаратуры.

Бурильщик может начинать подъем и спуск свечи (трубы) только после того, как лично убедится в надежности закрытия элеватора и его зацепления обоими штропами по четким сигналам помощника бурильщика.

При спуско-подъемных операциях элеватор на роторе следует располагать так, чтобы обе проушины его были видны бурильщику.

В случае подъема колонны одним штропом необходимо опустить клинья ПКР (спайдера) и немедленно сообщить буровому мастеру о возникшей ситуации. Последующие работы следует вести под руководством бурового мастера или мастера по сложным работам.

Бурильщик должен точно знать, на каких глубинах находится воронка потайной колонны (секции обсадной колонны), а также уступы и сужения в стволе скважины, чтобы замедлить в этих местах спуск бурильного инструмента (обсадной колонны).

Для предотвращения удара бурильного инструмента при входе в воронку потайной (секции обсадной) колонны и при прохождении уступов в открытом стволе рекомендуется устанавливать на щите ГИВ-6 плакат с указанием порядкового номера свечей при спуске и трубы в свече, соответствующие глубинам нахождения воронки и уступов.

На утяжеленных бурильных трубах необходимо иметь проточку под соответствующий размер элеватора. Сборку и спуско-подъемные работы с УБТ производить только с применением элеваторов.

Износ поверхности соприкосновения с серьгами боковых рогов и с проушинами элеватора не должен превышать 5 мм.

Необходимо проводить дефектоскопию в следующие сроки:

- один раз в год: кронблоки, талевые блоки, подъемные крюки, буровые штропы;

- один раз в полгода: элеваторы, тормозные ленты.

Запрещается производить работы в скважине:

- при неисправном индикаторе веса;
- неисправном противозатаскивателе;
- неисправной тормозной системе;
- неисправном элеваторе;
- неисправной талевой системе;
- при давлении в пневмосистеме ниже 6 кг/см².
- неполном основном составе вахты;
- при неисправной или отключенной станции ГТК.

Запрещается:

- производить смену вертлюга или левого переводника при спущенном в скважину инструменте;

- работать элеватором, имеющим предельные нормы износа согласно ТУ 26-02-933-89, утвержденным Миннефтепромом в августе 1989 года;

- оставлять тормоз без присмотра, если бурильный инструмент находится в скважине.

5.5.1. Требования при эксплуатации тормозной системы

(Раздел не включает требования по эксплуатации тормозной системы буровой установки "ЮНОК-500")

Тормозная система должна быть легко управляемой, обеспечивать безопасное управление, плавность и надежность как торможения, так и расторможения.

При торможении максимального груза бурильщик должен прилагать усилие не более 20 кг.

При полном торможении лебедки необходимо, чтобы рукоятка тормозного рычага находилась от пола буровой на расстоянии 80-90 см. При нахождении колонны в скважине без движения тормозной рычаг необходимо зафиксировать с помощью фиксатора, а также груза, подвешенного к тросу, пропущенному через пол буровой.

При полном растормаживании между шкивом и тормозной лентой из новых колодок должен быть зазор 1,5-2,0 мм, а при тормозной ленте с изношенными колодками – не более 9 мм.

Тормозные ленты должны быть одинаковой длины, колодки должны плотно прилегать всей своей поверхностью к тормозному шкиву.

Тормозные ленты необходимо контролировать по всей длине. Особенно тщательно следует контролировать места соединения лент с проушинами, а также участки вокруг отверстий и клепок тормозной ленты.

Тормозные ленты следует менять одновременно. При смене лент необходимо проверять состояние проушин и их болтов, а также резьбы натяжных болтов и стаканов.

После смены тормозных лент, а также после длительной остановки буровой, следует производить приработку колодок подъемом талевого блока с частичным торможением.

Тормозные колодки следует менять при достижении остаточной толщины их не менее 14 мм (при толщине новых колодок 32 мм), при этом необходимо менять все колодки на ленте.

Не допускать попадания под тормозные ленты нефтепродуктов, смазывающих жидкостей.

Тормозные ленты немедленно отбраковывают или заменяют, в случае обнаружения трещины независимо от ее размера (визуально или дефектоскопией).

Тормозные шкивы отбраковывают и заменяют при наличии трещин на рабочей поверхности шкива длиной более 80 мм и шириной 0,2-0,5 мм, а также при выработке глубиной более 15 мм (остаточная толщина шкива не менее 18 мм).

При весе колонны более 10 тс следует включать гидравлический тормоз. Включение должно производиться после полной остановки вала лебедки.

При включении и отключении соединительной муфты гидравлического тормоза рычаг управления следует доводить до крайних его положений, а фиксатор должен полностью войти в свое гнездо.

Запорное устройство фиксатора не должно допускать случайного отключения соединительной муфты гидромата.

Электромеханический тормоз должен быть включен в работу постоянно (при его наличии).

Соблюдать следующие сроки профилактической проверки тормозной системы.

Периодичность проверки	Виды проверки (что проверяется)
Ежедневно при приеме вахты	Сработка тормозных колодок. Состояние натяжных болтов тормозных лент. Наличие шплинтов на пальцах проушин. Наличие ключей на натяжных стаканах. Зазор между рамой и шайбой*
Ежесуточно	Смазка подшипников коромысла
Еженедельно	Износ тормозных шкивов
Один раз в полугодие	Полная ревизия тормозной системы с разборкой натяжных болтов и снятием коромысла

* Зазор между рамой и шайбой должен быть 7 мм на случай торможения одной лентой.

ЗАПРЕЩАЕТСЯ:

- реставрировать тормозные шкивы;
- оставлять тормоз без присмотра, если колонна находится в скважине;
- производить спуско-подъемные операции при давлении в пневмосистеме ниже 6 кг/см^2 ;
- работать при толщине первой (набегающей) тормозной колодки меньше 8 мм.

5.5.2. Требования по эксплуатации талевых канатов

Эксплуатацию талевых канатов производить на основании "Инструкции по эксплуатации талевых канатов буровых установок эксплуатационного и глубокого разведочного бурения", разработанной ВНИ-Инефтемаш (г. Москва, 1976 г.).

Для оснастки талевых систем буровых установок применять талевые канаты правой крестовой свивки, изготовленные только по ГОСТ 16853-88, т.е. из светлой проволоки марок "В" (высшая) и "Г" (первая), изготовленные по ГОСТ 7372-79 (временный разрыв проволоки $160-180 \text{ кг/мм}^2$).

Каждая вахта под руководством бурильщика должна осматривать талевый канат и постоянно следить за правильным наматыванием его на барабан лебедки.

За исправным состоянием талевого каната должен быть установлен систематический тщательный контроль. Бурильщик при приеме смены должен убедиться в исправности талевого каната, отсутствии соприкосновения его с элементами вышки, а также в надежности крепления тягового и неподвижного концов.

Талевый канат должен быть заменен новым, если при осмотре его обнаружится один из следующих дефектов:

- оборвана одна прядь каната;
- на шаге свивки оборваны 10 % проволок от всего их числа (в талевом канате 6 прядей по 31 проволоке, т.е. всего 186 проволок);
- канат вытянут или сплюснут и его диаметр составляет менее 75 % первоначального;
- на канате имеется скрутка ("жучок");
- одна из прядей вдавлена вследствие разрыва сердечника каната;
- при износе или коррозии, достигшей 40 % первоначального диаметра проволок.

На барабане лебедки при нижнем рабочем положении талевого блока должно оставаться не менее 3 витков каната на втором ряду намотки.

При бурении крепких пород, вызывающих сильные динамические вибрации бурильной колонны, перепуск каната производить через каждые 2-3 долбления на 3 -5 м (во избежание обрыва каната у неподвижного ролика кронблока).

ЗАПРЕЩАЕТСЯ:

- отправлять канат на буровую без сертификата;
- использовать для оснастки талевой системы, канаты, не предусмотренные ГОСТ (в том числе канаты марки П).

5.5.3 Требования по эксплуатации элеваторов

Отбраковку корпусных элеваторов для бурильных и обсадных труб (типа КМ) производить согласно ТУ 26-02-933-89, утвержденным Миннефтепромом в августе 1989 года.

Элеваторы, поступающие на буровые, должны иметь выписку из паспорта с указанием их размера, грузоподъемности, даты ремонта и проведения дефектоскопии. Дефектоскопия элеватора должна производиться при каждом его ремонте на базе (но не реже одного раза в 6 месяцев). На корпусе должен быть указан номер и грузоподъемность элеватора.

Элеваторы, побывавшие в аварийных ситуациях, приведших к их перегрузкам или к воздействию на них больших ударных нагрузок, подлежат внеочередной проверке дефектоскопией.

После полугодичной эксплуатации элеватора необходимо провести полную ревизию с разборкой его по деталям, обратив особое внимание на выработку шарнирного пальца и отверстий элеватора.

Ремонт элеваторов должен производиться на трубной базе специализированного предприятия, а все работы, связанные с наплавкой металла – квалифицированными сварщиками.

Данные о ремонте элеватора фиксируются в специальных журналах и паспорте.

Все элеваторы старого типа (сормовские) должны быть оборудованы приспособлениями, исключающими их самопроизвольное открытие при СПО.

Выступ защелки сормовского элеватора должен быть на 1,5 мм утоплен в корпусе от внутренней поверхности элеватора. Верхняя плоскость защелки должна быть ниже верхней опорной плоскости элеватора на 1,5 мм.

5.6. Предупреждение аварий при испытании скважин

Работы по испытанию скважин должны проводиться в соответствии с рабочим проектом, Инструкцией по предупреждению и ликвидации нефтегазопроявлений при строительстве и ремонте скважин.

На проведение работ по испытанию скважин должен быть составлен план. Испытание скважин на площадях (месторождениях) с высоким содержанием сероводорода или других вредных и агрессивных веществ производится по планам, утвержденным руководством УБР, руководством заказчика-недропользователя и согласованным с военизированной частью.

Спуско-подъемные операции с насосно-компрессорными трубами должны производиться полным составом вахты.

На буровой должен быть реестр колонны насосно-компрессорных труб по трубам и свечам с указанием длины, группы прочности и толщины стенок труб.

Все переводники для насосно-компрессорных труб должны изготавливаться двухмуфтовыми с проходным отверстием, равным внутреннему диаметру наименьшего размера соединяемых труб.

При расчете компоновок колонн насосно-компрессорных труб необходимо исходить из прочностных характеристик труб с коэффициентом запаса прочности равным 1,5 для отечественных и импортных НКТ.

Перед спуском насосно-компрессорных труб в скважину их необходимо шаблонировать для проверки кривизны и соответствия внутреннего диаметра номинальному. Проверку производить шаблоном длиной 1250 мм с наружным диаметром, соответствующим наружному диаметру трубы (табл. 5.2).

Соответствие наружного диаметра шаблона внутреннему диаметру трубы

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр шаблона, мм
48	4,0	38,2
60	5,0	48,2
73	5,5	59,7
73	7,0	56,7
89	6,5	72,9
89	8,0	69,9
102	6,5	85,7
114	7,0	97,3

Для проверки состояния НКТ (смятие, овальность, погнутость, задир, плены и др.) наружная поверхность труб, спускаемых в скважину, должна подвергаться тщательному визуальному осмотру. Трубы, поднимаемые с мостков, должны иметь предохранительные кольца.

Перед сборкой новых НКТ необходимо докреплять муфты в резьбах заводской навертки с требуемым моментом.

При свинчивании НКТ с гладким концом рекомендуются следующие величины крутящихся моментов:

Условный диаметр труб, мм	48	60	73	89	102	114
Крутящий момент, кг·м	50	80	100	130	160	170-200

При спуске насосно-компрессорных труб диаметром 102 мм и 114 мм рекомендуется применять ключ КЦН-2, в остальных случаях – ключ КЦН-1.

Если при свинчивании НКТ ниппель свободно, без приложения особого усилия, ввинчивается в муфту до последнего витка резьбы или же наоборот, после свинчивания остается более двух открытых, не вошедших в муфту витков, следует проверить резьбу муфты и ниппеля и выбросить на мостки забракованную трубу. На забракованной трубе сделать краской пометку "Брак".

При использовании высокопрочных НКТ импортного производства необходимо строго выполнять требования стандарта АНИ по практическому использованию НКТ и уходу за ними.

Опрессовку НКТ, находящихся в постоянной эксплуатации, производить в следующие сроки:

- при работе в неагрессивных средах – через 4 месяца;
- при работе в агрессивных средах – через 1,5-2 месяца.

При проведении спуско-подъемных операций должны быть приняты необходимые меры по предупреждению падения посторонних предметов

в скважину (должны устанавливаться резиновые обтираторы, после подъема труб устье должно быть закрыто).

Для предупреждения падения колонны НКТ в скважину должны быть приняты меры по обеспечению исправности талевого системы, контрольно-измерительной аппаратуры, тормозной системы лебедки, спускового инструмента. При навороте каждой свечи НКТ необходимо следить за промежуточными соединениями (для предотвращения возможного разворота).

При вскрытом продуктивном объекте спуско-подъемные операции насосно-компрессорных труб должны производиться в присутствии ответственного руководителя работы (согласно регламенту руководства буровыми работами). При перерывах СПО трубы следует подвесить на подвеске (планшайбе), которую необходимо закрепить на все болты. На планшайбу установить центральную задвижку и закрыть.

При первом спуске НКТ в скважину необходимо восстанавливать циркуляцию и делать промывки, периодичность которых должна быть указана в плане работ.

В случае негерметичности эксплуатационных колонн работы проводятся по специальному плану, который должен предусматривать комплекс работ по установлению характера негерметичности и ликвидации ее (цементирование под давлением и др.). По эксплуатационным скважинам план работ согласовывается с заказчиком.

Изоляционные работы должны проводиться с использованием бурового раствора, имеющего ту же плотность, что при вскрытии пласта в процессе бурения.

Для предотвращения прихвата НКТ при проведении изоляционных работ необходимо строго руководствоваться планом работ и заранее провести все подготовительные работы, указанные в плане.

Разбуривание цемента роторным способом должно производиться с применением бурильных труб. Допускается применение насосно-компрессорных труб с резьбами, имеющими торцевые упоры. При этом необходимо ограничить давление воздуха в муфте привода ротора до 1,0-1,5 кгс/см².

ЗАПРЕЩАЕТСЯ:

1. Проводить соляно-кислотную обработку в скважинах с забойной температурой более 100 °С.

2. Производить СПО с застопоренным крюком во избежание развинчивания труб в скважине.

3. Проводить тампонажные работы без лабораторного анализа тампонажного раствора (материала).

4. Хранить цемент и другие тампонажные смеси с другими сыпучими материалами.

5. Испытывать объекты (пласты) при отсутствии за колонной цементного камня (кроме случаев перекрытия пласта фильтром).

5.7. Предупреждение аварий при бурении горизонтальных скважин

1. При забурировании скважин в кустах иметь план куста с построенными проекциями пробуренных скважин.

2. При забурировании направленного участка ствола скважины иметь инклинограмму вертикального участка.

3. При достижении значений зенитного угла 70° произвести смену нижней части бурильной колонны на трубы с конусной посадкой под элеватор.

4. При бурении горизонтального участка ствола скважины производить профилактические отрывы долота от забоя через каждые три метра проходки, но не реже, чем через 30 мин.

5. Для удаления осевшего шлама рекомендуется производить периодические спуски бурильного инструмента без забойных двигателей и промывку ствола скважины с максимально возможной производительностью насосов, с закачиванием пачек бурового раствора малой и высокой вязкостью и одновременным расхаживанием инструмента на длину ведущей трубы и вращением ротора.

6. Не оставлять бурильный инструмент в скважине без движения в прихватоопасной зоне более 3-х мин, в неприхватоопасной – более 10 мин.

7. При смене КНБК ограничивать скорость спуска до 0,3-0,4 м/с, не допуская посадок более 5 тс.

5.8. Строительство скважин в зонах многолетнемерзлых пород

1. Технология строительства скважин в зонах распространения многолетнемерзлых пород (ММП) должна определяться мерзлотными и климатическими условиями данного региона.

2. Конструкция скважин должна обеспечивать надежную сохранность устья и околоствольного пространства в процессе всего цикла строительства и эксплуатации за счет применения соответствующих технических средств и технологических решений.

3. Для бурения скважин в зоне распространения ММП в качестве промывочной жидкости запрещается использовать воду.

4. Для предупреждения кавернообразования в интервалах ММП в качестве промывочных агентов следует применять высоковязкие полимерглинистые и биополимерные растворы с регулируемым содержанием твердой фазы, продувку забоя воздухом или пенами, а также долота диаметром

меньше номинального с последующим расширением ствола скважины до проектного значения.

5. Тепловой режим бурения в интервалах ММП, а также такие показатели бурового раствора, как температура, вязкость, статическое напряжение сдвига, показатель фильтрации, плотность, должны обеспечить снижение разупрочняющего воздействия на приствольную зону. Перечисленные показатели должны контролироваться и поддерживаться в оптимальных пределах.

6. Забуривание наклонно-направленного ствола скважин в интервале залегания ММП не допускается.

7. Для бурения скважин в зоне распространения ММП в качестве промывочной жидкости запрещается использовать воду.

8. Температура тампонажного раствора должна быть не ниже 8-10 °С для обеспечения его ускорения схватывания, но не превышать температуру бурового раствора при бурении под колонну.

9. При опрессовке колонн и межколонных пространств следует применять незамерзающие жидкости, в том числе и используемые буферные жидкости.

Контрольные вопросы к разделу 5

1. Каковы меры профилактики аварий связанные с поломкой бурильных колонн в скважине?

2. Каковы меры профилактики аварий связанные с поломкой обсадных колонн в скважине?

3. Каковы меры профилактики аварий связанные с поломкой гидравлических забойных двигателей, керноотборочного инструмента и телесистем в скважине?

4. Каковы меры профилактики аварий связанные с поломкой элементов КНБК, УБТ, переводников в скважине?

5. Каковы меры профилактики аварий связанные с поломкой и падением талевого системы, буровой установки в скважине?

6. Каковы меры профилактики аварий связанные с цементированием обсадных колонн в скважине?

7. Каковы меры профилактики аварий при проводке горизонтальных участков ствола скважины?

8. Каковы меры профилактики аварий связанные с потерей устойчивости ММП при строительстве скважин?

6. ИНСТРУМЕНТЫ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ЛОВИЛЬНЫХ РАБОТ

6.1. Отсоединение неприхваченной части колонны труб

После определения места прихвата колонны труб нередко отсоединяют и поднимают ее неприхваченную часть, чтобы можно было спустить инструменты, предназначенные для ликвидации прихвата, такие как ясы или обурочные приспособления. Наиболее приемлемыми методами отсоединения неприхваченной части колонны можно считать следующие.

Отвинчивание. В выбранном резьбовом соединении над зоной прихвата развинчивают трубы с использованием детонирующего шнура, спускаемого в скважину на кабеле.

Химическое резание. На кабеле спускают снаряд, который по команде сверху выбрасывает химический реагент (фторид галоина), образующий ряд отверстий в теле трубы. Прочность трубы уменьшается в этом месте настолько, что при незначительном натяжении происходит обрыв в ослабленном участке.

Кумулятивное (струйное) резание. На кабеле спускают кумулятивную торпеду кольцевого действия. При срабатывании струи продукты горения располагаются в плоскости поперечного сечения трубы и направлены от центра к периферии.

Механическое резание. Для резания используют резцы, закрепленные в инструменте, спускаемом в прихваченную колонну на трубах меньшего диаметра. Такой инструмент называют внутренней труборезкой. Но трубы можно резать и внешней труборезкой, спускаемой вместе с обурочными трубами. Таким способом отрезают обуренные куски небольшой длины. Использование внутренних труборезок в значительной мере вытеснено использованием химических и кольцевых кумулятивных торпед, потому что их можно спускать на кабеле, а для спуска труборезки нужна колонна труб или глубиннонасосных штанг, что связано с дополнительными затратами времени и средств. Так как самая существенная статья расходов – стоимость эксплуатации бурового оборудования, которая пропорциональна времени его нахождения на скважине, в большинстве случаев отсоединение с помощью торпед, спускаемых на кабеле, экономически выгоднее.

В 50-х годах как насосно-компрессорные, так и бурильные трубы отрезали обычно механическими труборезками. Но затем появились способы, позволяющие спускать режущий инструмент на кабеле, и большинство операций стали выполнять этими способами, так как они позволили резко сократить сроки выполнения операций. Исследования различных методов резания труб и материалов продолжают.

Один из новейших методов – пиротехнический невзрывной, при котором инструмент действует как пламенный резак для мгновенного реза-

ния и перфорации изделий из стали, включая трубы. В настоящее время его применение ограничено, но ожидается, что он получит более широкое распространение, так как осуществляется выбрасываемой под давлением струей пламени, образующей ровный срез. Для воспламенения горючего материала используется высоковольтное запальное устройство, предупреждающее случайное воспламенение от внешних источников, что повышает уровень безопасности операции.

Способ отсоединения неприхваченной части колонны следует выбирать с учетом дальнейших работ. Если ловильный инструмент соединяется с "головой", оставленной в скважине колонны при помощи резьбы, то надо применять отвинчивание, так как только при этом методе на "голове" может сохраниться резьба.

При любом способе отсоединения необходимо соблюдать следующее условие: над кровлей зоны прихвата целесообразно оставлять участок неприхваченной колонны труб, длина которой обеспечивает надежный захват ловильными инструментами, необходимый для создания соответствующего натяжения ловильной колонны. Обычно считают, что для этого достаточно иметь от половины до двух свободных труб над кровлей зоны прихвата. При определении длины свободного участка надо учитывать характер и условия проведения операций, следующих непосредственно за отсоединением.

Например, если в обсаженном стволе предстоит обурирование и по плану работ не требуется никаких свинчиваний по резьбе, то вполне логично отрезать колонну выше кровли зоны прихвата на длину в полтрубы. А когда нужно провести отвинчивание бурильной колонны, чтобы приступить к обурированию (с включением в обурочные трубы внутренней труболовки), то оставляют целую свободную трубу, если есть вероятность образования осадка. Некоторые специалисты предпочитают иметь в запасе дополнительное резьбовое соединение, на случай, если у верхней трубы резьба будет повреждена при отвинчивании колонны. Никогда не следует оставлять труб больше, чем требуется, так как при обурировании это осложнит работу. При отбивании яссом дополнительные трубы смягчают удары, снижая эффективность работ.

Отвинчивание. При отвинчивании закручиванием влево создают крутящий момент в колонне труб и в выбранном интервале взрывают торпеду из детонирующего шнура, чтобы за счет встряхивания раскрепить резьбовое соединение.

Отвинчивание – самый популярный метод отсоединения неприхваченной части колонны труб, так как только этот метод оставляет в скважине резьбовое соединение на "голове" прихваченных труб, давая возможность снова соединиться с помощью резьбы с прихваченными трубами после спуска ловильной колонны, включающей яссы. При извлечении бурильных труб это особенно важно, так как отпадает необходимость спуска

(особенно в открытый ствол скважины) инструментов с захватом, таких как овершоты, которые часто нежелательно применять из-за небольшого зазора между инструментом и стенкой скважины. Соединительные концы бурильных труб, УБТ и другие элементы бурильной колонны имеют крупную резьбу с большой конусностью и плоскую поверхность уплотнения, что облегчает отвинчивание.

Насосно-компрессорные и другие трубы с муфтовыми соединениями менее пригодны для отвинчивания. Их резьбы обычно мелкие (около восьми ниток на 25,4 мм длины) с небольшой конусностью (чаще всего 1:16), соединяются они с натягом и имеют большую контактную поверхность. Несмотря на это, отвинчивание до сих пор широко применяется для отсоединения колонн НКТ. После отвинчивания НКТ чаще всего спускают овершот, так как у мелкой резьбы велика вероятность навинчивания "через нитку".

Чтобы избежать случайного отвинчивания в непредусмотренном плане резьбовом соединении, необходимо сначала докрепить резьбы. Это достигается при закручивании колонны труб вправо с последующим расхаживанием при поддержании скручивающего момента. Сравнивая число оборотов при закручивании колонны с числом оборотов, на которые колонна раскручивается влево после выключения стола ротора или ключа, можно оценить степень докрепления резьбовых соединений. Не превышая допустимых величин крутящего момента, эту процедуру повторяют до тех пор, пока докрепление резьб не прекратится.

После докрепления резьб создают крутящий момент "влево". Его также следует передать вниз по колонне, для чего колонну расхаживают, поддерживая момент. Этот прием способствует более равномерному распределению напряжений кручения по длине колонны и гарантирует наличие момента в точке отворачивания. Согласно вполне приемлемому эмпирическому правилу, необходимый для отвинчивания момент обеспечивается, если колонны НКТ диаметром 60 мм и 73 мм закручиваются влево из расчета один оборот на 300 метров длины. Для колонны бурильных труб диаметром 114 мм число оборотов должно быть в два раза меньше.

Теоретически в момент взрыва в точке отвинчивания трубы не должны испытывать ни растягивающих, ни сжимающих осевых нагрузок. Поскольку это условие выполнить очень трудно, рекомендуется слегка натянуть трубы в этой точке. При расчетах оперируют весом труб в воздухе, потому что прихват исключает действие выталкивающей Архимедовой силы. Однако в момент, когда трубы начинают свободно вращаться, обнажается плоская поверхность на их нижнем торце, обеспечивающая возможность приложения этой силы. Она зависит от площади поперечного сечения по металлу в резьбовом соединении, плотности бурового раствора и глубины.

Торпеда взрывается в трубах, подверженных действию растягивающего усилия и крутящего момента. В результате встряхивания ближайшее

к торпеде резьбовое соединение раскрепляется, и расположенная выше колонна труб начинает вращаться влево, развинчивая соединение. Обычно рекомендуется заканчивать развинчивание вручную, после чего можно приступать к подъему отвинченной части колонны.

Когда геофизической службе подается заявка на проведение отвинчивания с использованием торпеды из детонирующего шнура, в ней должны быть указаны размер и толщина стенки труб, приблизительная глубина кровли зоны прихвата, температура и плотность бурового раствора или другой жидкости, заполняющей скважину. На основе этой информации выбирается мощность заряда и тип детонирующего шнура.

Шнуровые торпеды используются и для других целей, из числа которых можно отметить следующие:

- освобождение прихваченных пакеров или ловильных инструментов;
- удаление окалины с поверхности труб;
- очистка перфорационных отверстий;
- встряхивание УБТ;
- выбивание бурильных колонн из желобообразных выработок в твердых породах.

Отвинчивание с наружным встряхиванием.

Шнуровые торпеды можно спускать в затрубное пространство и отвинчивать трубы, встряхивая их снаружи, когда трубы забиты и невозможно или нецелесообразно их очищать, чтобы пропустить шнуровую торпеду в затрубное пространство. Обычно эту работу начинают с того, что спускают шнуровую торпеду в трубы до забитого места, отвинчивают и поднимают не забитые трубы. Затем для соединения с оставшимися в скважине трубами спускают переводник с боковым отверстием (рис. 6.1).

Соединив его с "головкой" прихваченных труб, спускают внутрь ловильной колонны шнуровую торпеду, которая, дойдя до переводника, выскальзывает через боковое отверстие в затрубное пространство.

Чтобы обеспечить спуск торпеды по затрубному пространству с его ограниченными зазорами, геофизические службы включают

в компоновку торпеды соединительную головку маленького диаметра и гибкие сплюснутые грузы. Отвинчивание проводят так же, как и при встряхивании изнутри, т.е. слегка натянув и закрутив колонну влево. В не-



Рис. 6.1. Переводник с боковым отверстием

которых районах переводник с боковым отверстием называют наклонным переводником.

Химическое резание. Это самый новый метод резания труб в скважине. Большое преимущество химического резания – ровный срез без вздутий разрезаемой трубы, без заусенцев. Не требуется никакой обработки места среза, можно сразу спускать труболовку или овершот.

Химическая торпеда – труборезка (рис. 6.2) имеет продолговатый корпус 1 с расположенными по кругу струйными насадками 2, предназначенными для выброса химических реагентов. В корпусе расположено устройство, обеспечивающее выброс разогретых химических реагентов. Устройство срабатывает по сигналу, передаваемому сверху по кабелю, и выталкивает реагенты (трехфтористый бром или другие фториды галогенов) в камеру-реактор, где они разогреваются и далее через насадки поступают к внутренней поверхности отрезаемой трубы. Для предупреждения спутывания кабеля труборезка фиксируется неподвижно в трубе якорным узлом, срабатывающим при повышении давления.

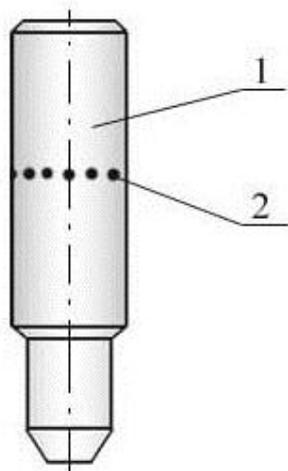


Рис. 6.2. Химическая торпеда-труборезка: 1 – корпус; 2 – струйная насадка

Действие химической труборезки можно рассматривать как круговую перфорацию в одной плоскости. При взаимодействии реагентов с металлом трубы образуются соли, которые не вредят находящейся рядом обсадной колонне, они не токсичны и быстро расходятся по всему объему жидкости, находящейся в скважине.

Химические труборезки эффективно работают только при заглублении под уровень жидкости не менее, чем на 30 м. Жидкость должна быть чистой и не содержать наполнителей для борьбы с поглощениями.

Имеется опыт успешного применения химической труборезки при гидростатическом давлении 127,5 МПа и температуре +232 °С. В настоящее время существуют труборезки практически для всех размеров бурильных и насосно-компрессорных труб, а также для большинства из наиболее распространенных размеров обсадных труб. Этот способ наиболее безопасен для буровой бригады, так как нет необходимости закручивать колонну труб, как это делается при отвинчивании.

Кумулятивное резание. Кумулятивная торпеда-труборезка спускается в скважину на кабеле и имеет заряд из пластического взрывчатого вещества (ВВ) в форме видоизмененного параболоида, подбираемого в соответ-

ствии с типом и размером подбираемых труб. При кумулятивном резании труба в месте разреза раздувается и надо удалить раздуваемый участок, чтобы он не мешал при соединении овершотом или труболовкой. Обычно при этом не требуется дополнительного спуско-подъема. Кольцевой фрезер с направляющей воронкой (или без воронки) спускают вместе с овершотом через раздутый участок трубы и захватывают ее овершотом.

Кумулятивные труборезки часто применяют при ликвидации скважин, а так же когда низкий уровень жидкости в скважине, высокая плотность ее или экономические факторы делают нецелесообразным применение химической труборезки. Следует, однако, иметь в виду, что существует вероятность повреждения обсадной колонны, если она соприкасается с обрезаемой трубой в точке разреза.

Выпускаются кумулятивные труборезки практически для всех размеров НКТ, бурильных и обсадных труб. Такой же принцип действия у специальных труборезок для УБТ.

Механическое резание. Отсоединить колонну труб можно также с помощью механической внутренней труборезки, спускаемой на трубах меньшего диаметра или на насосных штангах. К этому методу прибегают, если по каким-то причинам невозможно или нецелесообразно применить труборезку, спускаемую на кабеле. С точки зрения экономики этот метод наименее желателен, так как связан с большими затратами времени.

Внутренняя труборезка (рис. 6.3) имеет полый цилиндрический корпус 1 со скользящим по нему якорным устройством 3 в виде разрезной гайки с насечкой на наружной поверхности. Это позволяет фиксировать труборезку на любой заданной глубине. Наличие фрикционных узлов или пружинных фонарей 4 обеспечивает необходимое торможение при ее вращении.

После заякоривания труборезки создают небольшую сжимающую осевую нагрузку. При этом резцы 2 из транспортного положения выходят в рабочее, т.е. выдвигаются за габариты корпуса и врезаются в прихваченную трубу. При дальнейшем вращении труборезки происходит отрезание трубы.

Для предупреждения случайного перевода ножей в рабочее положение и их поломки при ударах предусмотрены амортизирующие пружины в механизме подачи резцов. Над труборезкой следует устанавливать ясс, чтобы избежать чрезмерных осевых нагрузок, направленных вниз, которые могут привести к поломке резцов или чрезмерному их заглублению в тело отрезаемой трубы. Для создания строго заданной осевой нагрузки можно использовать грузы, отрегулировав ясс на нейтральное положение.

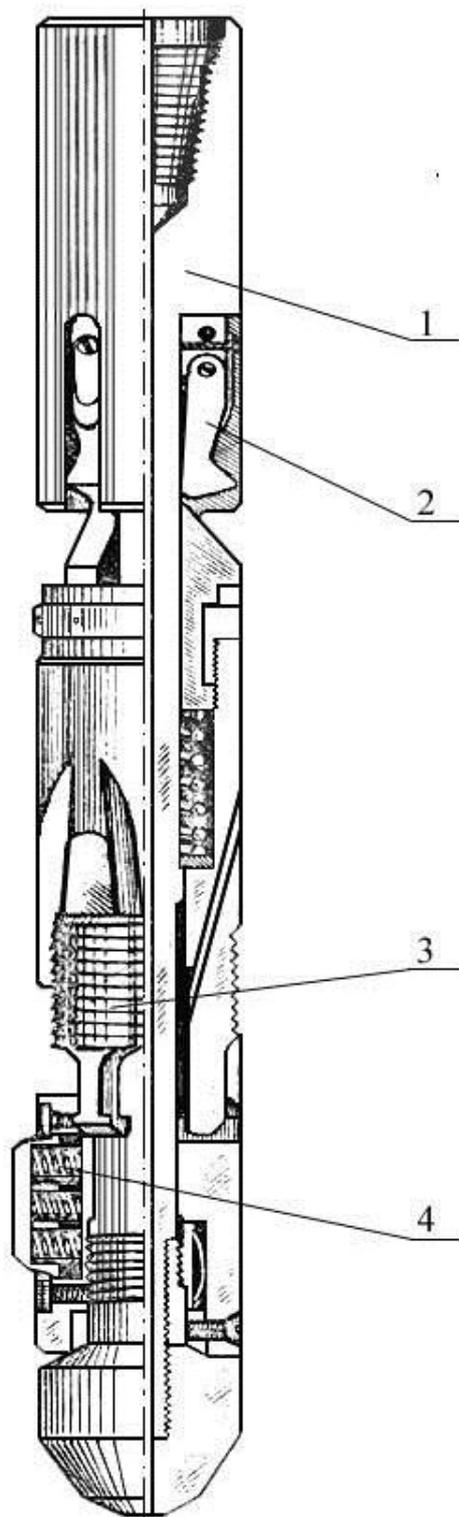


Рис. 6.3. Внутренняя труборезка:
1 – корпус; 2 – резцы;
3 – якорное устройство; 4 – пружинный фонарь

6.2. Захватывающие инструменты

Овершоты – основной захватывающий снаружи инструмент и возможно самый распространенный из всех ловильных инструментов. Поскольку принцип заклинивания цельного или составного захвата в конической полости, имеющий спиральную (винтовую) проточку, используется почти во всех случаях, то именно такая конструкция и будет описана.

Большинство овершотов (рис. 6.4) состоит из корпуса 2 с конической поверхностью, верхнего переводника 1, направляющей воронки 5, цельного захвата 6 или комплекта клиньев, кольца-ограничителя 4, пакера (уплотняющего узла) 7 и стопорного устройства. Может быть, еще несколько дополнительных приспособлений. Внутренняя полость овершота выполнена в виде корпуса с винтовой проточкой. В эту полость помещается захват, наружная поверхность которого имеет такую же конусность, как у полости овершота. Захват может быть цельным в виде спирали или разъемным в виде комплекта клиньев.

На наружной конической поверхности захвата делается винтовая проточка с таким же шагом, как у проточки на поверхности полости. На внутреннюю поверхность захвата наносится насечка в виде параллельных или перекрещивающихся канавок. Разъемный захват, который чаще называют плашечным захватом 3, применяется обычно в овершотах небольшого диаметра, а цельным спиральным захватом 6 оборудуются овершоты большого диаметра. Тип захвата, которым комплектуется овершот, определяют не специалисты по аварийным работам, а завод-изготовитель, исходя из особенностей технологии производства. Поэтому заказать овершот с захватом не заводской комплектации практически невозможно.

Спиральный захват иногда производит впечатление слабой и даже хрупкой детали, поэтому многие сомневаются в его прочности. На практике спиральный захват обеспечивает прочное соединение, так как он обладает гибкостью и более равномерно распределяет нагрузку по поверхности корпуса. Большинство неудач при работе с овершотами происходит из-за перегрузок, в результате чего корпус овершота раздувается или лопаются. В этом смысле очень интересно сравнить несущие способности 195,9-миллиметровых овершотов с разными захватами. Допустимая осевая нагрузка на овершот с плашечным захватом составляет 2130 кН, а со спиральным – 2413 кН.

Характер перемещения захвата в конусной полости определяется цилиндрическим кольцом-ограничителем с хвостовиком или шпонкой, которая входит в зацепление с захватом и препятствует его провороту, позволяя перемещаться только вдоль продольной оси. При движении вниз по конусной поверхности полости захват уменьшается в диаметре и сжимает находящуюся внутри него трубу все сильнее по мере увеличения

натяжения ловильной колонны. Конструкцией может быть предусмотрено наличие сальникового узла или пакера для уплотнения пространства между трубой и корпусом овершота, что позволяет вести промывку через прихваченную колонну. Это обычно помогает ликвидировать прихват.

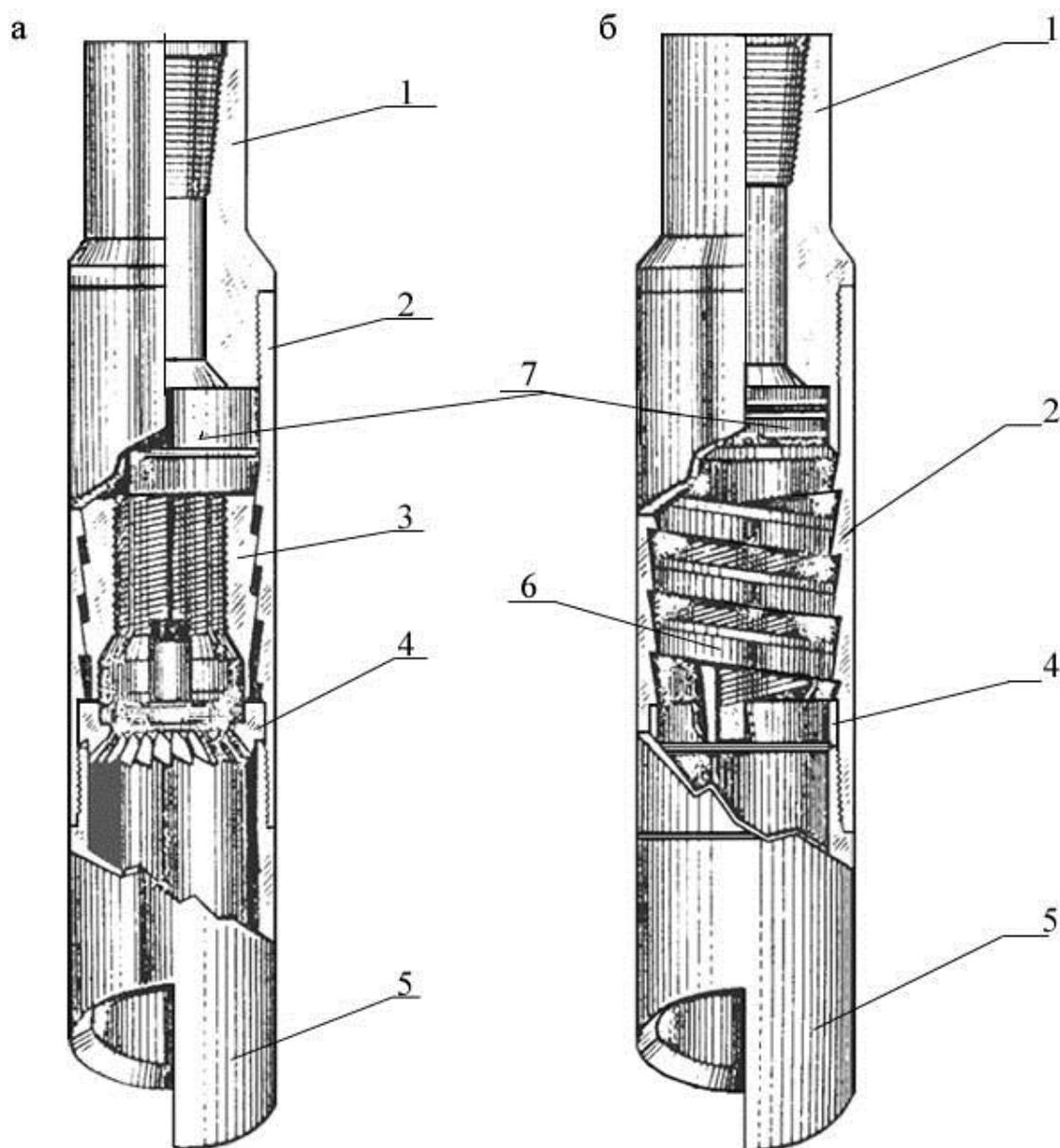


Рис. 6.4. Овершот: а – с пласечным захватом; б – со спиральным захватом:
 1 – верхний переводник; 2 – корпус; 3 – пласечный захват; 4 – ограничительное кольцо; 5 – направляющая воронка; 6 – спиральный захват; 7 – пакер

Если подлежащую извлечению колонну планируется ловить за муфту или за соединительный конец бурильной трубы, то особое внимание следует уделить стопорным устройствам, обеспечивающим размещение муфты или соединительного конца против той части захвата, которая имеет насечку. Если захват окажется ниже, овершот будет вращаться свободно, и его невозможно будет отсоединить.

Чтобы установить овершот в нужном месте, применяют различные стопорные устройства. Иногда они выполнены в виде толстостенных колец, устанавливаемых в полости корпуса над захватом, или они могут быть совмещены с уплотняющим узлом либо пакером, или могут быть представлены упорными заплечиками в верхней части захвата.

Овершот, оснащенный плашечным захватом и кольцевым фрезером-ограничителем, следует применять для извлечения бурильных труб, если они вписываются по габаритам в захват. Часто головка извлекаемой трубы имеет заусенцы, зазубрины и другие неровности. В этом случае головку обрабатывают кольцевым фрезом до размеров, позволяющих разместить ее внутри захвата. Если труба значительно повреждена при отрыве или другом подобном способе отсоединения верхней части колонны, то целесообразно установить под корпусом овершота удлинитель с фрезером или фрезер с направляющей воронкой и обработать трубу до того места, где уже ничего не мешает размещению захвата. Эти удлинители и воронки армируются изнутри карбидом вольфрама и способны срезать значительную часть металла, чтобы обработать трубу до нужных габаритов.

Овершот легко поддается модификации и его не трудно приспособить почти для всех видов ловильных работ. Если над овершотом установить в качестве удлинителя трубу увеличенного диаметра, какие обычно используют при обуривании, то можно захватить муфту или соединительный конец намного ниже "головы" извлекаемых труб. Такой прием часто рекомендуют, когда "голова" представлена муфтой или соединительным концом с большими повреждениями, вследствие чего надежно захватить их нельзя.

Короткозахватные овершоты выпускаются в ограниченном ассортименте и предназначены для случаев, когда участок трубы, пригодный для захвата, слишком короткий, чтобы поймать его обычным овершотом. У короткозахватных овершотов насечка на захвате начинается обычно на расстоянии 25 мм от нижнего торца корпуса.

При нащупывании овершотом "головы" прихваченной колонны рекомендуется проворачивать ловильную колонну вправо при небольших оборотах. При этом можно включить насос, чтобы промыть скважину в зоне "головы" и зафиксировать момент вхождения ее в овершот по подъему давления на выкиде насоса, после чего насос следует остановить, так как встречный поток жидкости может затруднить вхождение "головы" в овершот. Нельзя резко сажать овершот на "голову" трубы.

Работу яссом надо начинать с легких ударов, постепенно увеличивая их силу, чтобы обеспечить более надежный контакт захвата с трубой. Если сразу начать с резких сильных ударов, можно сорвать захват и затупить его насечку. Придется поднимать овершот для замены захвата.

При попытках извлечь прихваченные трубы захват овершота заклинивается между трубой и корпусом овершота. Поэтому чтобы отсоединить

овершот от прихваченной трубы, необходимо преодолеть силы трения на контакте конических поверхностей захвата и корпуса. Чаще всего это достигается сбиванием корпуса вниз расположенной над ним колонной. Для этого используют также механический ясс, включаемый в колонну непосредственно над овершотом. Перед началом сбивания овершота вниз необходимо убедиться, что гидравлический ясс, который тоже часто включают в ловильную колонну, находится в закрытом положении, иначе можно повредить уплотнения этого яса.

После сбивания вниз овершот проворачивают вправо с небольшим натяжением, превышающим вес ловильной колонны. Таким образом, захват выводится из зацепления с трубой и можно приступить к подъему овершота. Если через овершот пропущен значительный отрезок трубы, то при подъеме может возникнуть необходимость несколько раз повторять процедуру сбивания и освобождения овершота.

Внутренние труболовки. В противоположность овершотам внутренние труболовки предназначены для захвата труб не снаружи, а изнутри. Обычно их применяют, когда невозможно использовать овершоты, так как они уступают последним по ряду характеристик.

Уменьшенная площадь сечения проходного канала накладывает дополнительные ограничения на диаметр спускаемых инструментов, таких как прихватомеры, торпеды для отвинчивания или отрезания труб. При работе внутренней труболовки гораздо труднее создать уплотнение между ее корпусом и извлекаемой трубой, чем при работе овершотом.

Внутренние труболовки часто применяются и для извлечения хвостовиков, оборвавшихся или прихваченных обсадных труб, любых других труб, "голова" которых в оборванном месте увеличилась в диаметре вследствие использования ВВ, усталостного разрушения или продольных трещин. Благодаря небольшому диаметру проходного канала, внутренние труболовки имеют повышенную прочность. Для сравнения одна из фирм выпускает для ловли 139,7-миллиметровых обсадных труб внутренние труболовки грузоподъемностью 279 т, спускаемые на 114,3-миллиметровых бурильных трубах. Овершоты, предназначенные для тех же целей, имеют грузоподъемность 238 т. И та и другая грузоподъемность удовлетворяет требованиям ловильных работ, так как нагрузка, соответствующая пределу текучести 114,3-миллиметровых труб с толщиной стенки 8,56 мм составляет 2646 кН для группы прочности "Т", а для группы прочности "Е" – 1468 кН.

Большинство внутренних труболоек (рис. 6.5) работают по тому же принципу, что и описанные выше овершоты. По коническому корпусу труболочки 2 телескопически перемещается захват 3, внутренняя полость которого имеет одинаковую конусность с корпусом. На поверхности корпуса и полости имеются винтовые проточки с одинаковым шагом. Наружная поверхность захвата предназначена для зацепления с внутренней поверхностью трубы и поэтому имеет насечку.

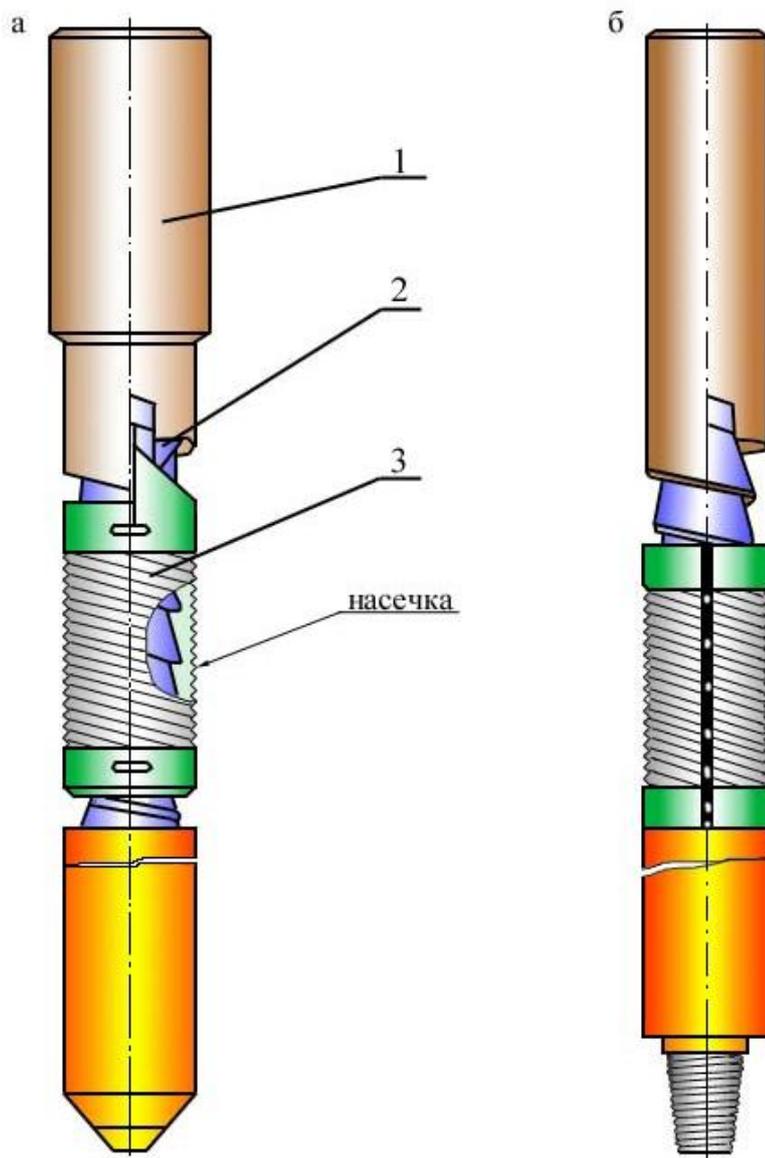


Рис. 6.5. Освобождающая внутренняя труболовка:
а – в транспортном положении; б – в рабочем положении;
 1 – ограничительный переводник; 2 – конический корпус; 3 – захват

Чтобы освободить труболовку, ее надо повернуть вправо. Если из-за сильного заклинивания захвата это не удастся сделать, то можно прибегнуть к сбиванию корпуса вниз, для чего обычно над труболовкой помещают механический ясс.

Напомним, чтобы не повредить уплотнения гидравлического ясса, перед началом сбивания труболочки надо убедиться, что гидравлический ясс находится в закрытом положении.

Внутренняя труболочка имеет широкий диапазон применения. Ее можно включать в ловильную колонну над внутренней трубурезкой или в комбинации с другими инструментами, за счет чего можно сэкономить

время на спуско-подъем. С этой целью можно размещать под труболовкой фрезы, чтобы обработать верхний торец извлекаемых труб и обеспечить беспрепятственный вход труболовки во внутренний канал верхней трубы.

Для создания уплотнения между корпусом труболовки и извлекаемой трубой, корпус удлиняют и в нижней его части крепят манжету 2 рас-
трубом вниз (рис. 6.6). Часть манжеты может быть закрыта металлическим корпусом 1, чтобы уменьшить вероятность ее повреждения при спуске и входе во внутренний канал труб.

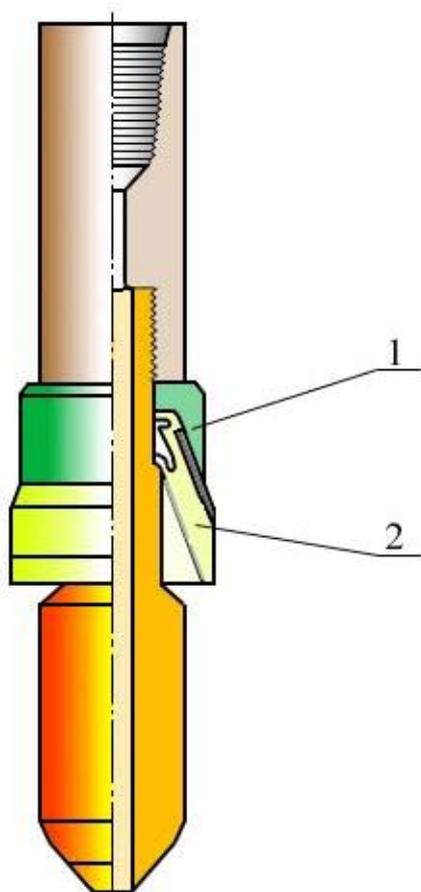


Рис. 6.6. Пакер внутренней труболовки:

1 – металлический корпус; 2 - манжета

Часто над труболовкой устанавливают ограничительный переводник увеличенного диаметра. Делается это для того, чтобы расположить захват на определенном расстоянии от верхнего торца трубы. Обычно это расстояние выбирают в пределах от 300 мм до 600 мм, что соответствует местоположению высаженной части буровой колонны. В другом месте труба может раздуться при сильном натяжении и извлечь труболовку будет трудно. Если "голова" колонны увеличена в диаметре или имеет трещины, то между ограничительным переводником и труболовкой помещают удлинитель.

Имеются другие конструкции внутренних труболовок, несколько отличные от описанных выше, но большинство из них основаны на принципе конического расклинивающего механизма. Для перевода захвата из транспортного положения в рабочее и наоборот используются байонетные замки, якорные устройства типа корончатой пайки или кулачкового типа.

6.2.1. Резьбонарезные соединительные аварийные инструменты

К аварийным резьбонарезным соединительным инструментам относятся простейшие инструменты - колокола и метчики. Их достоинствами являются простота, надежность и прочность. Все резьбонарезные инструменты выпускаются как с правыми, так и с левыми резьбами. При заказе инструментов с левым направлением резьбы в конце полного шифра добавляется буква «Л».

6.2.1.1. Колокола

Колокола представляют собой резьбонарезной инструмент трубчатой конструкции, предназначенный для нарезания новой или исправления имеющейся наружной резьбы на поверхности труб. Колокола выпускаются двух основных типов. Тип «К» предназначен для соединения с верхним торцом аварийной трубы. Тип «КС» (колокола сквозные) предназначен для нарезания наружной резьбы и соединения с ближайшим от торца утолщением (муфтой, замком и т.п.). Кроме того колокола могут различаться по виду ствола скважины (обсаженной эксплуатационными колоннами или нет), в которой они используются. К буквенному шифру колокола, предназначенному для использования в эксплуатационной колонне, добавляется буква «Э». За буквой «Э» в шифре колоколов этого типа указывается число, определяющее наибольший диаметр ловильной резьбы, затем число, указывающее условный диаметр эксплуатационной колонны, для работы в которой предназначен инструмент.

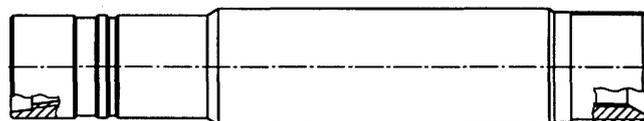


Рис. 6.7. Колокол

Таблица 6.1

Размерный ряд колоколов

Обозначение	Диаметры, мм				Присоединительная резьба	
	Ловильной резьбы		Наружный максимальный	Внутренний минимальный	к колонне труб	к направляющей
	максимальный	минимальный				
1	2	3	4	5	6	7
К 42-25	42	25	65	25	3-50 ГОСТ 7918-	60 ГОСТ 633-80
К 50-34	50	34	65	31	3-50 ГОСТ 7918-	60 ГОСТ 633-80
К 58-40	58	40	90	38	3-66 ГОСТ 5286-	89 ГОСТ 633-80
К 70-52	70	52	90	38	3-66 ГОСТ 5286-	89 ГОСТ 633-80
К 85-64	85	64	102	45	3-76 ГОСТ 5286-	102 ГОСТ 633-80
К 100-78	100	78	122	56	3-88 ГОСТ 5286-	В 114 ГОСТ

1	2	3	4	5	6	7
К 110-91	110	91	132	68	3-101 ГОСТ	127 ГОСТ 632-80
К 125-103	125	103	148	88	3-121 ГОСТ	146 ГОСТ 632-80
К 135-113	135	113	170	105	3-133 ГОСТ	168 ГОСТ 632-80
К 150-128	150	128	194	117	3-147 ГОСТ	194 ГОСТ 632-80
К 174-143	174	143	220	140	3-171 ГОСТ	219 ГОСТ 632-80
КЭ59-114	59	40	90	35	3-66 ГОСТ 5286-	-
КЭ59	59	40	95	35	3-76 ГОСТ 5286-	89 ГОСТ 633-80
КЭ68-114	68	50	90	45	3-66 ГОСТ 5286-	-
КЭ68	68	50	95	45	3-76 ГОСТ 5286-	89 ГОСТ 633-80
КЭ 82-127	82	60	102	45	3-76 ГОСТ 5286-	102 ГОСТ 633-80
КЭ 98-140	98	75	112	56	3-88 ГОСТ 5286-	-
КЭ 98-146	98	75	118	56	3-88 ГОСТ 5286-	-
КЭ98	98	75	125	56	3-88 ГОСТ 5286-	В 114 ГОСТ 633-
КЭ 120-	120	86	138	56	3-88 ГОСТ 5286-	-
КЭ 120	120	86	146	70	3-121 ГОСТ	146 ГОСТ 632-80
КЭ 137-	137	105	164	86	3-121 ГОСТ	-
КЭ 137	137	105	170	86	3-121 ГОСТ	168 ГОСТ 632-80
Сквозные						
КСЭ 82	82	64	108	64	89 ГОСТ 633-80	102 ГОСТ 633-80
КСЭ98	98	78	125	78	89 ГОСТ 633-80	В 114 ГОСТ 632-
КСЭ 120-	120	93	140	93	114 ГОСТ 633-	-
КСБ-100	100	79	122	79	102 ГОСТ 633-	В 114 ГОСТ 633-
КСБ-115	115	94	140	94	114 ГОСТ 632-	140 ГОСТ 632-80
КСБ-125	125	106	148	106	127 ГОСТ 632-	146 ГОСТ 632-80
КСБ-125	150	123	178	123	146 ГОСТ 632-	178 ГОСТ 632-80
КСБ-160	160	138	194	138	168 ГОСТ 632-	194 ГОСТ 632-80

Примеры обозначения: Колокол правый с максимальным диаметром ловильной резьбы 125 мм и минимальным диаметром ловильной резьбы 103 мм: **К 125-103**.

Колокол правый с максимальным диаметром ловильной резьбы 68 мм для работ в эксплуатационной колонне диаметром 114 мм: **К 68-114**.

Колокол левый сквозной с максимальным диаметром ловильной резьбы 100 мм: **КСБ-100Л**.

6.2.1.2. Метчики

Метчики представляют собой резьбонарезной инструмент для нарезания внутренней резьбы в утолщенной части труб и соединительных элементах, например, в замках (типа МБУ и МЭУ) или исправления имеющейся, но нарушенной резьбы в муфтовых частях (типа МСЗ и МЭС).

В шифрах метчиков универсальных (МБУ, МЭУ) за буквенным обозначением следует два числа, первое из которых указывает наименьший

диаметр ловильной резьбы, а второе – наибольший диаметр ловильной резьбы.

В шифре метчиков специальных (МСЗ и МЭС) указывается размер ловильной резьбы, соответствующий стандартным соединительным резьбам по ГОСТ 5286-75 (для МСЗ) или ГОСТ 633-80 (для МЭС).

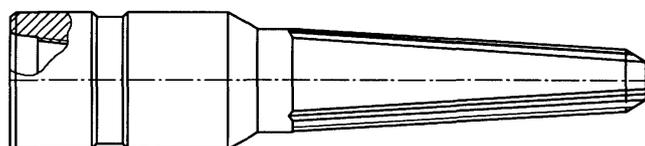


Рис. 6.8. Метчик типа МБУ, МЭУ

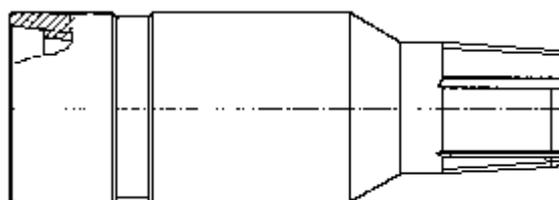


Рис. 6.9. Метчик типа МСЗ, МЭС

Таблица 6.2

Размерный ряд метчиков

Обозначение	Диаметр, мм				Присоединительная резьба	
	ловильной резьбы		наружный макси- мальный	внутрен- него кана- ла	к колонне труб по ГОСТ 5286- 75	к направляющей
	мини- маль- ный	макси- мальный				
1	2	3	4	5	6	7
Метчики универсальные						
МБУ 20-45	20	45,6	80	10	3-66	73 ГОСТ 633-80
МБУ 22-54	22	54,2	95	10	3-76	89 ГОСТ 633-80
МБУ 32-73	32	73,1	108	14	3-88	102 ГОСТ 633-
МБУ 58-94	58	93,7	120	22	3-102	114 ГОСТ 632-
МБУ 74-120	74	120,3	178	32	3-147	168 ГОСТ 632-
МБУ 100-142	100	142,5	203	50	3-171	194 ГОСТ 632-
МБУ 127-164	127	164,5	220	70	3-189	219 ГОСТ 632-
МЭУ 36-60	36	60	65	15	3-50	-
МЭУ 46-80	46	80	90	17	3-76	-
МЭУ 69-100	69	100	108	20	3-88	-
МЭУ 85-127	85	127	134	30	3-117	-
Метчики специальные.						
МСЗ-66	3-66		80	16	3-66	-
МСЗ-73	3-73		86	16	3-73	-
МСЗ-76	3-76		95	16	3-76	-
МСЗ-86	3-86		108	16	3-86	-
МСЗ-88	3-88		108	16	3-88	-
МСЗ-101	3-101		118	20	3-101	-

1	2	3	4	5	6
МСЗ-102	3-102	120	30	3-102	-
МСЗ-108	3-108	133	30	3-108	-
МСЗ-117	3-117	140	50	3-117	-
МСЗ-121	3-121	146	50	3-121	-
МСЗ-122	3-122	146	50	3-122	-
МСЗ-133	3-133	155	50	3-133	-
МСЗ-140	3-140	172	50	3-140	-
МСЗ-147	3-147	178	50	3-147	-
МСЗ-152	3-152	197	50	3-152 ^	"
МСЗ-161	3-161	185	80	3-161	
МСЗ-171	3-171	203	80	3-171	-
МСЗ-189	3-189	212	100	3-189	-
МСЗ-201	3-201	254	80	3-201	-
МЭС-В33	В-33 ГОСТ 633-80	65	12	3-50	-
МЭС-В42	В-42 ГОСТ 633-80	65	15	3-50	-
МЭС-48	48 ГОСТ 633-80	65	15	3-50	-
МЭС-В48	В-48 ГОСТ 633-80	65	15	3-50	-
МЭС-60	60 ГОСТ 633-80	90	20	3-76	-
МЭС-В60	В-60 ГОСТ 633-80	90	20	3-76	-
МЭС-73	73 ГОСТ 633-80	90	20	3-76	-
МЭС-В73	В-73 ГОСТ 633-80	90	20	3-76	-
МЭС-89	89 ГОСТ 633-80	108	30	3-88	-
МЭС-В89	В-89 ГОСТ 633-80	108	30	3-88	-
МЭС-102	102 ГОСТ 633-80	134	40	3-117	-
МЭС-В102	В-102 ГОСТ 633-	134	40	3-117	-
МЭС-114	114 ГОСТ 633-80	134	50	3-117	-
МЭС-В114	В-114 ГОСТ 633-	134	50	3-117	-

Пример обозначения: Метчик универсальный с наименьшим диаметром ловильной резьбы 36 мм и максимальным диаметром резьбы 60 мм: **МЭУ 36-60**, то же, левый: **МЭУ 36-60Л**.

6.2.2. Комплектующие изделия для ловильных инструментов

К комплектующим изделиям относятся головки и воронки.

Головка центрирующего устройства представляет собой переводник с аварийного инструмента (ниппель, резьба замковая) на бурильную колонну (муфта, резьба замковая) с наружной резьбой по ГОСТ 633-80 или ГОСТ 632-80 для навинчивания удлинительного патрубка. Нижняя и верхняя резьбы одинакового размера по ГОСТ 5286-75. Буквенное обозначение головок - «Г». Далее в шифре указывается замковая резьба и резьба под удлинитель.

Таблица 6.3

Размерный ряд головок – центрирующих устройств

Обозначение	Наружный диаметр, мм	Резьба верхняя ГОСТ 5286-75, для соединения с колонной труб	Резьба нижняя, ГОСТ 5286-75, для соединения с аварийным ин-	Резьба для направляющей
1	2	3	4	5
Г-3-50/73	75	3-50	3-50	73 ГОСТ 633-80
Г-3-50/89	90	3-50	3-50	89 ГОСТ 633-80
Г-3-66/В89	106	3-66	3-66	В89 ГОСТ 633-80
Г-3-66/102	106	3-66	3-66	102 ГОСТ 633-80
Г-3-76/102	106	3-76	3-76	102 ГОСТ 633-80
Г-3-76/114	118	3-76	3-76	114 ГОСТ 632-80
Г-3-76/127	132	3-76	3-76	127 ГОСТ 632-80
Г-3-88/127	132	3-88	3-88	127 ГОСТ 632-80
Г-3-88/140	140	3-88	3-88	140 ГОСТ 632-80
Г-3-101/140	140	3-101	3-101	140 ГОСТ 632-80
Г-3-102/140	140	3-102	3-102	140 ГОСТ 632-80
Г-3-102/168	168	3-102	3-102	168 ГОСТ 632-80
Г-3-117/168	168	3-117	3-117	168 ГОСТ 632-80
Г-3-121/168	168	3-121	3-121	168 ГОСТ 632-80
Г-3-122/168	168	3-122	3-122	168 ГОСТ 632-80
Г-3-122/178	178	3-122	3-122	178 ГОСТ 632-80
Г-3-133/178	178	3-133	3-133	178 ГОСТ 632-80
Г-3-140/194	194	3-140	3-140	194 ГОСТ 632-80
Г-3-147/194	194	3-147	3-147	194 ГОСТ 632-80
Г-3-147/219	219	3-147	3-147	219 ГОСТ 632-80
Г-3-147/245	245	3-147	3-147	245 ГОСТ 632-80
Г-3-147/273	273	3-147	3-147	273 ГОСТ 632-80
Г-3-147/299	299	3-147	3-147	299 ГОСТ 632-80
Г-3-147/324	324	3-147	3-147	324 ГОСТ 632-80

1	2	3	4	5
Г-3-152/219	219	3-152	3-152	219 ГОСТ 632-80
Г-3-152/245	245	3-152	3-152	245 ГОСТ 632-80
Г-3-152/273	273	3-152	3-152	273 ГОСТ 632-80
Г-3-152/299	299	3-152	3-152	299 ГОСТ 632-80
<u>Г-3-152/3 24</u>	324	3-152	3-152	324 ГОСТ 632-80
Г-3-161/219	219	3-161	3-161	219 ГОСТ 632-80
Г-3-161/245	245	3-161	3-161	245 ГОСТ 632-80
Г-3-161/273	273	3-161	3-161	273 ГОСТ 632-80
Г-3-161/299	299	3-161	3-161	299 ГОСТ 632-80
Г-3-161/324	324	3-161	3-161	324 ГОСТ 632-80
Г-3-171/245	245	3-171	3-171	245 ГОСТ 632-80
Г-3-171/273	273	3-171	3-171	273 ГОСТ 632-80
Г-3-171/299	299	3-171	3-171	299 ГОСТ 632-80
Г-3-171/324	324	3-171	3-171	324 ГОСТ 632-80
Г-3-189/245	245	3-189	3-189	245 ГОСТ 632-80
Г-3-189/273	273	3-189	3-189	273 ГОСТ 632-80
Г-3-189/299	299	3-189	3-189	299 ГОСТ 632-80
Г-3-189/324	324	3-189	3-189	299 ГОСТ 632-80

Пример обозначения: Головка центрирующего устройства с замковой резьбой 3-117 и резьбой под удлинитель 168 ГОСТ 632-80: **Г-3-117/168**, то же с левыми резьбами: **Г-3-117/168Л**.

Воронка - устройство, облегчающее ввод торца аварийной колонны в направляющую. Имеет в верхней части внутреннюю резьбу под удлинительный патрубок по ГОСТ 633-80 или ГОСТ 632-80, а в нижней – заводную прорезь. Общее обозначение воронок - буква «В». Далее в шифре следуют: условный размер резьбы, минимальный внутренний и максимальный наружный диаметры.

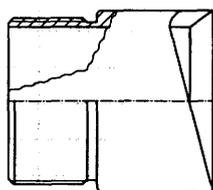


Рис. 6.10. Воронка

Таблица 6.4

Размерный ряд воронок

Обозначение	Максимальный наружный диаметр, мм	Минимальный внутренний диаметр, мм	Присоединительная резьба
1	2	3	4
В-60-50/72	72	50	60 ГОСТ 633-80
В-60-50/89	89	50	60 ГОСТ 633-80
В-73-69/89	89	59	73 ГОСТ 633-80
В-89-75/114	114	75	89 ГОСТ 633-80
В-102-98/114	114	98	102 ГОСТ 633-80
В-102-98/132	132	98	102 ГОСТ 633-80
В-114-110/132	132	110	114 ГОСТ 632-80
В-127-119/140	140	119	127 ГОСТ 632-80
В-140-130/160	160	130	140 ГОСТ 632-80
В-140-130/185	185	130	140 ГОСТ 632-80
В-146-136/185	185	136	146 ГОСТ 632-80
В-146-136/205	205	136	146 ГОСТ 632-80
В-168-156/185	185	156	168 ГОСТ 632-80
В-168-156/205	205	156	168 ГОСТ 632-80
В-178-170/205	205	170	178 ГОСТ 632-80
В-178-170/230	230	170	178 ГОСТ 632-80
В-194-186/230	230	186	194 ГОСТ 632-80
В-194-186/245	245	186	194 ГОСТ 632-80
В-194-186/260	260	186	194 ГОСТ 632-80
В-219-217/245	245	217	219 ГОСТ 632-80
В-219-217/260	260	217	219 ГОСТ 632-80
В-245-240/273	273	240	245 ГОСТ 632-80
В-245-240/285	285	240	245 ГОСТ 632-80
В-273-271/299	299	271	273 ГОСТ 632-80
В-299-301/326	326	299	299 ГОСТ 632-80
В-324-319/351	351	324	324 ГОСТ 632-80

Пример обозначения: Воронка с резьбой 178 по ГОСТ 632-80 с минимальным внутренним диаметром 170 мм и наружным 230 мм: **В-178-170/230**, то же, левая: **В-178-170/230Л**.

Потребитель может заказать воронки с необходимыми параметрами, указав их в соответствии с приведенной кодировкой - присоединительная резьба, внутренний диаметр, максимальный наружный диаметр.

6.3. Отбивание яссами прихваченных труб и инструментов

Яссы – это инструменты для нанесения сильных ударов по прихваченной колонне сверху вниз или снизу вверх. Яссы известны давно, еще с тех времен, когда они использовались в канатно-ударном бурении, как для углубления скважин, так и для ловильных работ. В настоящее время яссы подразделяют по целевому назначению на ловильные и бурильные. Хотя при конструировании используются одни и те же основные принципы. Яссы разного назначения сильно отличаются по исполнению, что будет более подробно рассмотрено ниже. Кроме того, яссы делятся по принципу действия на гидравлические и механические.

В большинство ловильных колонн (рис. 6.11) включают как гидравлические 4, так и механические яссы 5, а также определенное число УБТ 3 для создания ударной массы.

В колонну может быть включен акселератор 2, который называют также интенсификатором и бустером. Гидравлический ясс предназначен для нанесения ударов снизу вверх, а механический – сверху вниз. Акселератор создает дополнительный запас потенциальной энергии, переходящей в кинетическую при срабатывании гидравлического ясса, что приводит к ускорению движения УБТ вверх. Кроме того, за счет запаса свободного хода, он гасит удары, практически предупреждая их распространение выше УБТ.

Механический ясс. Механический ясс – это телескопический ударный инструмент чисто механического действия. Механические яссы изготавливают либо упрощенной конструкции, когда направления плоскости вала (внутреннего элемента телескопической пары) обнажаются, если ясс находится в растянутом (открытом) положении, либо более сложной конструкции – с герметизацией и смазкой направляющих пар вала и кожуха.

Гидравлический ясс. Основной узел гидравлического ясса – вал с поршнем, перемещающийся внутри гидравлического цилиндра, входящего в состав кожуха ясса. Цилиндр имеет внутренний канал переменного сечения, заполненный жидкостью (обычно маслом).

Удар, передаваемый прихваченной колонне, наносится утяжеленными трубами, получившими разгон на участке движения, равном длине хода ясса при переходе из раскрытого положения в закрытое. Механические яссы устанавливают также над ловильными инструментами типа овершота или внутренней труболовки для их освобождения сбиванием вниз при сильном заклинивании захвата. Специалисты по ловильным работам часто спускают механический ясс в составе компоновки, предназначенной для работы внутренней трубобрезкой. Ведь пока ловильная колонна будет перемещаться в пределах длины хода ясса, на трубобрезку будет действовать постоянная осевая нагрузка, равная весу колонны в интервале от ясса до трубобрезки. Например, в наклонной скважине на ножи трубобрезки будет действовать только нагрузка от веса компоновки ниже ясса, т.е. исключается перегрузка ножей от воздействия веса остальной части ловильной колонны.

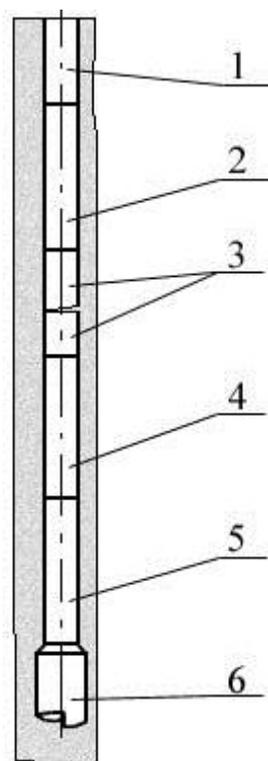


Рис. 6.11. Типичная схема ловильной колонны для работы яссами:

- 1 – бурильные трубы;
- 2 – акселератор (интенсификатор);
- 3 – УБТ; 4 – гидравлический ясс;
- 6 – овершот

Когда ясс закрыт, то поршень находится в нижнем положении в узкой части цилиндра, где вследствие небольшого кольцевого зазора движение поршня затруднено. Манжеты поршня имеют особую конструкцию, позволяющую маслу очень медленно перетекать из полости над поршнем в полость под поршнем, когда вал с поршнем движется вверх под действием натяжения ловильной колонны. Пройдя путь, приблизительно равный половине длины хода ясса, поршень оказывается в широкой части цилиндра, сопротивление движению резко уменьшается, и поршень, набрав скорость, ударяет в верхний ограничительный выступ кожуха. Варьируя натяжением колонны, можно изменять силу удара, что является главным преимуществом гидравлического ясса перед механическим.

Большинство гидравлических яссов работает при температуре до 175 °С, но можно использовать специальное термостойкое масло, которое выдерживает более высокие температуры.

Созданы новые модели гидравлических яссов с перепускными клапанами, обеспечивающими ускоренный переток жидкости из полости под поршнем в полость над поршнем при перезарядке ясса. Однако в работе находится много яссов старой конструкции, не имеющих этого приспособ-

ления. В них жидкость перетекает через зазоры в уплотнениях и кольцах поршня. Если к яессу приложить большую сжимающую осевую нагрузку, жидкость будет перетекать под большим давлением, разрушит уплотнения и выведет яесс из строя. Поэтому при перезарядке яесса следует разгружать колонну постепенно. Для выравнивания давления в скважине и в полости яесса в современных конструкциях используется плавающий поршень.

Гидравлический яесс – очень эффективный инструмент для ликвидации прихватов. Потенциальная энергия растянутой колонны труб над яессом превращается в энергию удара, которую можно менять, изменяя натяжение колонны.

Интенсификатор или акселератор. Интенсификатор или акселератор, который также называют бустером – вспомогательный инструмент, включаемый в ловильную колонну с яессами. При установке его над УБТ появляется возможность увеличить силу удара и изолировать от ударных нагрузок ловильную колонну и буровую установку.

Инструмент, по существу, является гидроаккумулятором поршневого типа, цилиндр которого заполнен сжимаемым рабочим агентом, обычно нейтральным газом или силиконом. Когда в ловильной колонне создают натяжение, поршень акселератора сжимает в цилиндре рабочий агент и накапливает потенциальную энергию. А когда срабатывает гидравлический яесс, то энергия акселератора ускоряет движение вверх УБТ, увеличивая силу удара яесса.

Другая функция акселератора – гашение ударных нагрузок, которые отрицательно влияют на состояние труб и резьб ловильной колонны. Это достигается за счет достаточно большой длины хода вала акселератора при переходе из раскрытого состояния в закрытое, т.е. длина хода гидравлического яесса компенсируется длиной хода акселератора. При работе без акселератора, в момент срабатывания гидравлического яесса, колонна, расположенная над ним, резко переходит из растянутого состояния в сжатое, что приводит к рывку практически всей колонны вверх. Большая часть энергии этого рывка поглощается силами трения в скважине. Однако на поверхности бывают заметные сотрясения элеватора, талевого системы и даже вышки.

При работе с акселератором таких сотрясений нет. Таким образом, исключение резких сжимающих нагрузок на ловильную колонну – важное преимущество акселератора. Использование его дает возможность уменьшить массу УБТ в ловильной колонне, так как возрастает скорость движения УБТ при нанесении удара. Изготовители выдают рекомендации по увеличению массы УБТ, спускаемых с каждым типоразмером яессов. При включении в колонну акселератора очень важно не превышать эти рекомендации, так как сила удара настолько возрастает, что может произойти обрыв под яессом части прихваченной колонны (или ловильного инструмента) вместо освобождения ее целиком.

Колонна для работы яссами. На рис. 6.11 приведена схема колонны для работы яссами. Элементы колонны необходимо спускать в скважину строго в определенной последовательности, так как каждый из них выполняет специфические функции.

Овершот или труболовка предназначены для соединения с оставленными в скважине трубами. Механическим яссом наносят удары сверху вниз для сбивания прихваченных труб или заклиненного захвата ловильного инструмента. Гидравлическим яссом наносят удары снизу вверх. УБТ обеспечивает необходимую ударную массу, а акселератор увеличивает скорость движения УБТ и гасит ударные нагрузки, направленные вверх, уменьшая сжимающие напряжения в трубах.

При выборе массы УБТ учитывают размеры яссов, глубину их спуска, плотность жидкости в скважине, прочностные характеристики элементов бурильной колонны и количество прихваченных труб. Изготовители яссов и акселераторов дают рекомендации по массе УБТ для работы с инструментами. Если таких данных нет, можно воспользоваться следующим эмпирическим правилом, которое наиболее применимо в обсаженных скважинах. УБТ должно быть одного диаметра с яссом, а длина их в метрах равна диаметру в миллиметрах, помноженному на коэффициент 0,36.

Например, с яссом диаметром 120,6 мм с присоединительными резьбами 3 1/2" следует спускать 43 м УБТ такого же диаметра, 1 м которых имеет массу 73 кг. Расчетная масса УБТ составит 3,14 т, а фирма-изготовитель рекомендует 2,49–3,34 т. Для ясса диаметром 158,8 мм с присоединительными муфтами 4 1/2" рекомендуют массу УБТ в пределах 5,25 – 7,12 т.

УБТ диаметром 158,8 мм имеют массу одного метра 131 кг, а полученная по эмпирическому правилу масса составит $0,131 \times 158,8 \times 0,36 = 7,49$ т, что несколько выше рекомендуемых пределов. Указанное эмпирическое правило наиболее справедливо для яссов с 3 1/2" присоединительными резьбами.

Когда яссы спускают с акселераторами, не следует включать в компоновку избыточное количество УБТ, так как это ведет к перегрузке последнего и скорее мешает работе, чем окажет какую-либо помощь. Если окажутся лишними одна или две трубы, или даже свеча УБТ, то можно поместить их над акселератором для стабилизации колонны. Такая компоновка уменьшает скорость движения колонны вверх и стабилизирует ее при наличии каверн и других расширений ствола скважины в этом интервале. После соединения с прихваченными трубами создают натяжение ловильной колонне больше ее веса на заданную величину и затормаживают буровую лебедку в ожидании, когда поршень гидравлического ясса дойдет до расширенной части цилиндра и ясс сработает, нанеся удар вверх. Силу удара можно изменять в пределах технических возможностей труб и инструментов, спущенных в скважину. Обычно отбивку яссом начинают

со сравнительно легких ударов, постепенно увеличивая их силу по мере необходимости. Возможность менять силу удара - важное преимущество гидравлических яссов.

Когда с прихваченной колонной соединяются овершотом или труболовкой, отбивку яссом надо начинать обязательно с легких ударов и усиливать их постепенно. При этом захват ловильного инструмента более равномерно прилегает к поверхности прихваченной трубы, а потом врезаются в нее своей насечкой. Если начать сразу наносить сильные удары, то можно сорвать поверхность трубы и затупить насечку захвата.

При отбивке вверх механический ясс работает как удлинитель или как телескопический узел. Когда намечается отбивка вниз, гидравлический ясс нужно закрыть и пользоваться механическим яссом. Эта мера необходима, потому что удар сверху вниз по раскрытому гидравлическому яссу может вывести из строя его уплотнения, да и сила удара будет ослаблена.

Яссы перебирают после каждого спуска в скважину, даже если не было сделано ни одного удара. При разборке их осматривают и заменяют уплотнения и масло. Затем их испытывают на стенде для оценки сопротивления растяжению.

Два гидравлических ясса никогда не спускают вместе, так как они обязательно сработают в разное время, и один из них обязательно ударит по уплотнениям другого, а это вредно для уплотнений и снижает силу удара.

Яссы следует заменять при любом подъеме колонны из скважины, даже если причина подъема не имела никакого отношения к яссу. Невозможно предсказать, сколько еще сможет работать ясс, поэтому лучше подстраховаться и заменить его.

Ясс для малых глубин. В некоторых случаях бурильная колонна оказывается прихваченной на небольшой глубине, например, в желобных выработках или в башмаке направления. Чтобы ликвидировать такой прихват, необходимо сбивать трубы вниз, поскольку удары вверх только усилят прихват. Прежде буровики применяли так называемую "ударную трубу", состоящую из обычной или старой ведущей трубы, на которую свободно надевалась труба большего диаметра. К обеим трубам крепились фланцы в качестве соударяемых плоскостей. Внутреннюю трубу ввинчивали в верхний соединительный конец прихваченной колонны, потом приподнимали вспомогательной лебедкой наружную трубу и бросали вниз. При соударении фланцев прихваченной колонне передавались довольно сильные удары, что позволяло ликвидировать прихват.

В настоящее время "ударная труба" почти повсеместно вытеснена яссом для малых глубин (рис. 6.12), с помощью которого тоже можно наносить сильные удары. Регулируя усилие срабатывания фрикционного спускового механизма, можно увеличить или уменьшить силу удара.

Ясс выбирают на поверхности и "настраивают" на расчетную величину натяжения подбором регулировочного кольца 4, обеспечивающего соответствующую силу взаимодействия фрикционной втулки 2 и фрикционного сердечника 1. При натяжении силы трения удерживают сердечник во втулке, позволяя растянуть трубу под яссом. Когда величина натяжения достигает расчетной, сердечник вырывается из втулки и ясс превращается в телескопический узел со свободным ходом длиной 1,2 м. Трубы под яссом сжимаются, увлекая вниз кожух ясса 3 и нанося удар сверху вниз по прихваченному месту колонны. Как и при любых работах яссами, сначала наносятся легкие удары, а если они не дают эффекта, ясс "настраивают" на более сильные удары. Сила натяжения не должна превышать веса колонны между яссом и кровлей зоны прихвата. В противном случае излишнее натяжение будет передаваться прихваченной части колонны и увеличит силу прихвата.

Так же, как и другие механические яссы, ясс для малых глубин можно эффективно использовать для сбивания вниз ловильных инструментов с заклиненным захватом.

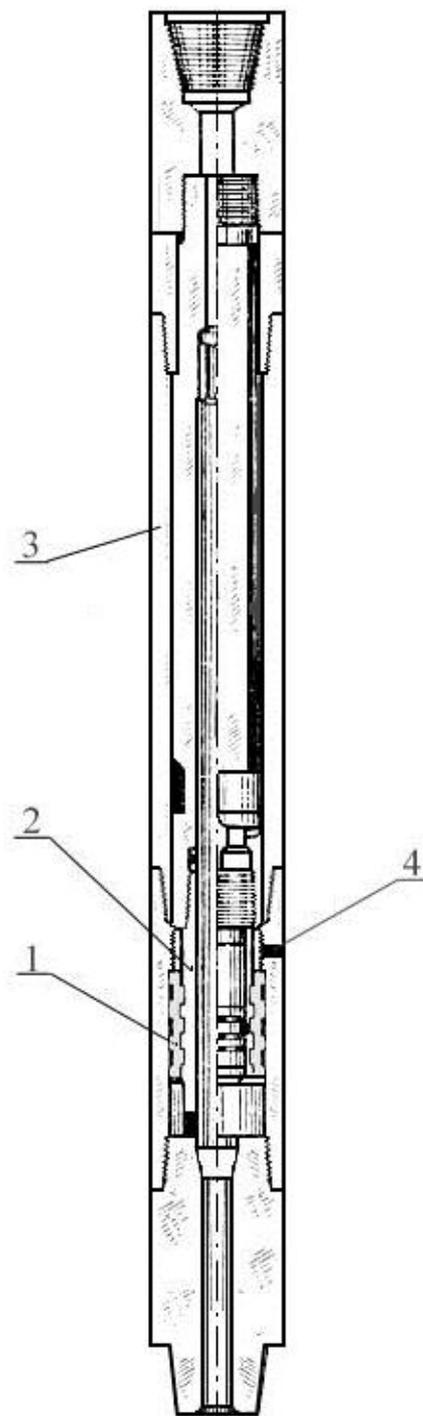


Рис. 6.12. Механический ясс для малых глубин:

- 1 – фрикционный сердечник;
- 2 – фрикционная втулка; 3 – кожух;
- 4 – регулировочное кольцо

Бурильные яссы. В некоторых случаях экономически оправдано включение яссов в состав бурильной колонны, чтобы сразу воспользоваться ими в случае возникновения прихвата. Как уже говорилось ранее, бурильные яссы разделяются на две разновидности в зависимости от принципа действия.

Гидравлические бурильные яссы конструктивно почти не отличаются от гидравлических ловильных яссов. Их изготавливают более прочными и тяжелыми в расчете на несколько сотен часов нахождения в бурящейся скважине. Механические яссы, предназначенные для сбивания прихваченных труб вниз, – это обычно ударные инструменты с фрикционным спусковым механизмом.

Механические бурильные яссы выпускают нескольких типов и в их конструкции, предусматривается нанесение удара за счет энергии растянутых труб. В одной из моделей используется принцип вращающегося вала. При воздействии на ясс осевой нагрузки ролики поворачивают втулку со щелевидными прорезями до положения, когда обеспечивается свободный ход ясса. Величина крутящего момента меняется в зависимости от регулировки пружин. В определенной степени на пружину можно воздействовать поворотом колонны ротором. При повороте вправо усиливается растягивающее усилие, необходимое для срабатывания ясса, а при повороте влево осевое усилие снижается. В конструкции другой модели один из элементов телескопической пары имеет выступы, а второй – соответствующие им щели. При спуске в скважину и в процессе бурения выступы находятся в щелях, а в случае прихвата на ясс создается растягивающая нагрузка с одновременным поворотом ротором, в результате чего выступы выходят из щелей и ясс становится пригодным для отбивки прихваченной колонны.

Бурильные яссы следует размещать в растянутой части бурильной колонны над ее нейтральным сечением. Если они окажутся в переходной зоне, то подвергнутся изгибающим напряжениям, что будет способствовать их преждевременному выходу из строя.

Расположенные выше основной массы УБТ, яссы окажутся в нужном месте, если произойдет прихват долота или УБТ. Несколько УБТ или труб с утолщенной стенкой можно включить в колонну над яссами, чтобы увеличить силу удара за счет дополнительной движущейся массы. Все изготовители указывают в сопровождающей документации конструктивные особенности поставляемых яссов.

Сила удара ясса выражается в весовых единицах. Это чисто теоретическая величина, соответствующая натяжению ловильной колонны сверх собственного веса. Фактическая сила удара зависит от многих факторов, таких, как плотность бурового раствора, сила трения о стенки скважины, масса УБТ и длина хода ясса. Существует определенная система теоретических расчетов, которая используется, в основном, для предупреждения создания чрезмерных осевых нагрузок на яссы. Ведь основная цель

отбивки яссом – сдвинуть прихваченную колонну с места, а не нарушить ее целостность слишком сильными ударами.

6.4. Операции обуривания

Обурочные трубы. Обурочными обычно называют трубы большего (по сравнению с бурильными трубами) диаметра, используемые при разбуривании цементного камня, размывании осыпавшейся породы, осадка и других обломочных материалов, которые могут служить причиной прихвата. Размеры обурочных труб выбирают с учетом специфики их применения. Они должны иметь достаточно большой внутренний диаметр, чтобы обеспечить проход обуриваемой колонны, с соответствующим кольцевым зазором для промывки. В то же время наружный диаметр должен позволить вписаться в поперечное сечение скважины и получить кольцевой зазор для промывки и вращения без заклинивания.

Компоновка низа обурочной колонны состоит из труб с обычным или безопасным переводником наверху (для соединения с колонной бурильных труб) и с башмачным или фрезерным внизу. Вооружение фрезы выбирается в зависимости от того, какой материал предстоит разбуривать (породу, осадок, цементный камень или металл).

Безопасные переводники в последнее время реже включают в компоновку обурочной колонны по следующим причинам:

- эти переводники не всегда надежны;
- применение шнуровых торпед, получивших широкое распространение, позволяет отвинчивать трубу в необходимом месте;
- появились такие инструменты, как соединители для отвинчивания и внутренние труболовки, спускаемые вместе с обурочной колонной и рассчитанные на поворот колонны влево, что невозможно при наличии в компоновке безопасного переводника.

Американский нефтяной институт в качестве обурочных труб рекомендует применять толстостенные обсадные трубы длиной 7,5 и 10 м (для облегчения работы с ними) со специальными резьбами, имеющими повышенную сопротивляемость к скручиванию и растяжению.

Операция обуривания – это разновидность бурения, на обурочные трубы действуют весьма большие скручивающие моменты. Чтобы избежать в таких условиях разрушения резьб, в их конструкции предусматривают упорные заплечики, аналогичные заплечикам соединительных концов бурильных труб. Для повышения прочности резьбового соединения стараются по возможности увеличить площадь поперечного сечения тела трубы в этом месте. Резьбы специальных конструкций просто необходимы, так как обычно коническая резьба обсадной трубы будет докрепляться при бурении, пока не произойдет разрушения в резьбовом соединении.

Обычно для увеличения зазора между стенкой скважины и обурочными трубами их изготавливают безмуфтовыми с гладкими концами. Та-

кие же трубы применяют при капитальном ремонте скважин в обсаженных стволах. В стволах, где велика вероятность прихвата вследствие перепада давлений, работают трубами с высаженными концами или с навернутыми муфтами. При производстве труб с высаженными наружу концами широкое распространение получили резьбовые соединения типа экстремлайн и соединения браун тул джойнт.

Башмачные фрезеры. Конструкция башмачных фрезеров учитывает характер работ, который предстоит выполнить. При разбуривании осадка, выпавшего из бурового раствора, горной породы или цементного камня применяются фрезеры с вооружением в виде фрезерованных зубьев.

Зубья имеют прямую переднюю кромку, и чтобы предупредить интенсивный износ и размывание циркулирующей жидкостью, их упрочняют, чаще всего борируют. Если предстоит работать по стали, например, по телу трубы, резьбовому соединению или металлическим обломкам, то фрезер армируют резцами из карбида вольфрама.

Конструкция фрезера должна обеспечивать условия для промывки, чтобы выносить из скважины шлам и не допускать перегрева твердосплавных резцов. Если обуривание происходит внутри обсадной колонны, то никаких резцов не должно быть за пределами внешнего контура боковой поверхности фрезера, чтобы не повредить обсадные трубы. Иногда для предупреждения истирания труб и уменьшения сил трения наружную поверхность фрезера покрывают слоем бронзы.

Резцами из карбида вольфрама армируют нижний торец фрезера и по возможности внутреннюю поверхность. Если резцы частично выступают внутрь фрезера, увеличивается вероятность подъема части или всех обуриваемых труб вместе с обурочной колонной, за счет чего можно сэкономить на СПО.

При обуривании большое значение имеет длина комплекта обурочных труб. Учитывая, что трубы имеют увеличенный диаметр, повышенную жесткость и гладкую поверхность ввиду отсутствия муфт, очень важно правильно выбрать длину комплекта обурочных труб, чтобы не допустить его прихвата.

Ниже приводится описание обурочных работ в двух скважинах, где различие в длине обурочных комплектов было весьма существенным. В первом случае обуривали колонну бурильных труб, прихваченную в интервале от 100 м (башмак кондуктора) до 2587 м, где находилось золото. Было очевидно, что причиной прихвата явилось низкое качество бурового раствора. Потому ставилась цель одновременно с обуриванием заменять раствор в скважине высококачественным и таким образом стабилизировать состояние скважины. В последнем рейсе участвовал комплект обурочных труб длиной 371 м. Это необычно, но тем не менее для данного случая решение оказалось верным, и работы были выполнены вполне удовлетворительно.

В описанном случае работы можно было признать экономически целесообразными только при условии, что они не обошлись бы дороже бурения такой же скважины, стоимость которой складывалась из затрат на углубление, спуск и цементирование кондуктора, а также стоимости обурочных и бурильных труб в случае оставления их в скважине.

В другой скважине нужно было обурить 47 бурильных труб диаметром 89 мм, зацементированных в 177,8-миллиметровом хвостовике на глубине 4270 м в скважине с зенитным углом 36°. Работа выполнена удовлетворительно, но приходилось пользоваться обурочными комплектами из пяти труб общей длиной около 45 м. Когда добавили еще одну трубу, комплект прихватило и потребовались дополнительные затраты на фрезерование и извлечение обурочных труб. Еще одно осложнение возникло, когда колонну оставили неподвижной, чтобы спустить вымываемый обратной циркуляцией инструмент. Обурочные трубы оказались прихваченными осевшим цементным шламом. В наклонно направленных или произвольно искривленных скважинах допустимая длина обурочного комплекта уменьшается.

При оценке экономической эффективности аварийных работ следует учитывать коэффициент вероятности успеха. Многие буровые предприятия учитывают коэффициент вероятности успеха, когда принимают решение на проведение работ и оценивают их масштабы. Коэффициент вероятности определяется на основе анализа накопленного опыта проведения аналогичных работ. В планах работ для скважин, находящихся в бурении или капитальном ремонте, должны быть описания аварий, которые характерны для данного месторождения или разведочной площади и частота их возникновения. Только по фактическим данным можно надежно оценить коэффициент вероятности успеха.

Если в один прием нельзя обурить всю прихваченную колонну, то возникает необходимость отсоединения свободной, обуренной части колонны от прихваченной. Это достигается одним из следующих способов.

1. После подъема обурочной колонны спустить овершот, создать ротором крутящий момент влево и отвинтить свободную часть колонны с помощью торпеды из детонирующего шнура, как описано выше.

2. На ту же обурочную колонну вместо башмачного фрезера навёрнуть наружную трубoreзку и обрезать обуренную часть колонны.

3. Внутри обурочных труб разместить специальную обурочную труболовку, через которую можно передать обуриваемой колонне крутящий момент влево и пропустить в обуренные трубы торпеду из детонирующего шнура с целью отвинчивания.

4. Специальный разъемный соединитель спустить вместе с обурочной колонной, разместив его в верхней обурочной трубе. С его помощью соединиться с обуриваемой колонной и передать ей крутящий момент вле-

во. Сквозь соединитель пропустить в обуренные трубы шнуровую торпеду для выполнения операций отвинчивания.

Наружные труборезы. Внешний диаметр наружной труборезки обычно несколько больше, чем у обурочных труб, с которыми она спускается. Труборезка оборудуется устройством для захвата под муфтой или соединительным концом обуриваемой трубы. Для гладких труб с муфтами применяется устройство под муфтой. Для муфтовых труб с высадкой наружу используют устройства с захватывающими элементами типа защелок или собачек со скошенными упорными поверхностями, которыми они скользят по высаженной части трубы. Для труб без муфт нужны захваты с гидроприводом, где под действием перепада давления подвижная втулка смещается вниз, одновременно приводя в действие захват и выдвигая режущие элементы в рабочее положение.

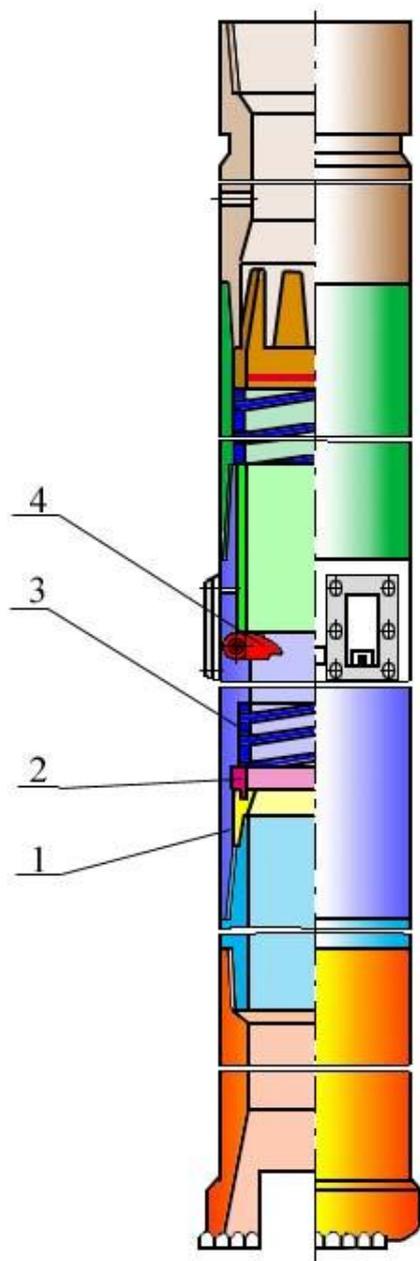
На рис. 6.13 видно, что при натяжении корпус 1 труборезки перемещается вверх, а захват упирается перьями в нижний торец муфты прихваченной трубы и сжимает находящуюся под ним пружину 3, которая, в свою очередь, передает усилие подвижной втулке 2 под ней. Втулка смещается относительно корпуса и выводит в рабочее положение режущие элементы 4, которые упираются в обуренную трубу. При вращении труборезка отрезает трубу. Как видно из рисунков, в конструкции практически всех труборезок используются спиральные пружины, которые гасят ударные нагрузки, предупреждая поломку режущих элементов.

Обурочные внутренние труболочки. Обурочная внутренняя труболочка (рис. 6.14) применяется, в основном, для предупреждения падения на забой обуриваемой колонны, нижний конец которой находится выше забоя скважины. Однако обурочная труболочка является универсальным инструментом. С ее помощью можно поднять всю обуриваемую колонну или ее часть, отвинтив обуриваемые трубы и сократив, таким образом, объем спуско-подъемных операций.

Обычно прихваченная колонна, нижний конец которой находится выше забоя, падает после обуривания на забой. При этом трубы гнутся, долото может выйти из строя вплоть до отламывания шарошек и даже лап, часто нарушается фильтрационная корка на стенках скважины. Поэтому поймать обуриваемую колонну и не дать ей упасть на забой – очень важная мера, дающая существенный экономический эффект.

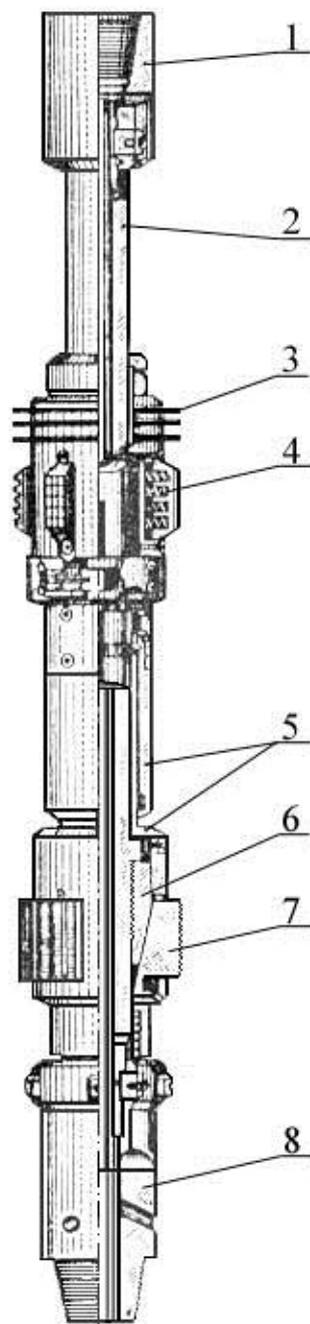
Обурочная труболочка (см. рис. 6.14) состоит из двух основных частей: вала 2 со скользящим по нему заклинивающим механизмом и регулировочной обоймой с фрикционными узлами 4, ограничительными кольцами 3 и замком 5. Труболочку обычно помещают в нижней обурочной трубе, но можно разместить в любой из этих труб. Вращением нижнего переводника 8 влево труболочка заякоривается в обурочной трубе. При этом обойма заклинивающего механизма с клинообразными сухарями 7 скользит

вверх по распорному конусу 6 вала, увеличивается в диаметре и входит в зацепление со стенками обурочной трубы.



**Рис. 6.13. Наружная механическая
труборезка:**

1 – корпус; 2 – подвижная втулка;
3 – пружина; 4 – режущий элемент



**Рис. 6.14. Обурочная внутренняя
труболовка:**

1 – верхний переводник; 2 – вал;
3 – комплект ограничительных колец;
4 – набор фрикционных узлов; 5 – обоймы
с шаровым замком и защелками;
6 – распорный конус; 7 – комплект
клинообразных сухарей;

Под труболовкой устанавливают безопасный разъединитель. Когда в процессе обуривания труболовка сядет на "голову" обуриваемой колонны, соединение с этой колонной произойдет благодаря вращению труболовки вправо. Однако при дальнейшем вращении вправо нижний переводник опустится, а следом за ним опустятся сухари, соскальзывая с распорного конуса и выходя из зацепления со стенками обурочной трубы. Теперь труболовка прочно соединена с обуриваемой колонной, а контакт с обурочными трубами осуществляется только через фрикционные узлы регулировочной обоймы.

Возникающий при промывке скважины перепад давления отжимает вниз ограничительные кольца, которые, действуя через систему обойм, удерживают сухари в нерабочем нижнем положении. Когда обуриваемая колонна освобождается и начинает падать вниз, она увлекает за собой вал труболовки, который своим распорным конусом отжимает сухари к стенкам обурочной трубы. При этом фрикционные узлы удерживают обоймы на месте, за счет чего сухари освобождаются и, подпираемые снизу возвратной пружиной, движутся навстречу распорному конусу. Труболовка заякоривается, падение колонны прекращается, и она повисает на труболовке.

Поскольку теперь вместе с обурочной колонной можно поднять обуренную колонну, отпадает необходимость в специальном спуске с целью ее подъема с забоя. Когда на поверхности оказывается обурочная труба с труболовкой внутри, в верхний переводник труболовки ввинчивают бурильную трубу. Затем труболовку приподнимают, вручную отключают заклинивающий механизм, спускают на бурильных трубах в башмак обурочной колонны и там снова заякоривают, а бурильные трубы извлекают. После подъема обурочных труб можно поднять обуренную колонну без дополнительных затрат времени.

Если прихваченную колонну нельзя обурить за один рейс, то труболовку заякоривают натяжением обурочной колонны при остановленных насосах. После этого можно создать крутящий момент влево и с помощью торпеды из детонирующего шнура отвинтить освобожденную часть колонны и поднять ее на труболовке вместе с обурочными трубами.

Если "голова" прихваченной колонны находится в каверне и накрыть ее обычной обурочной компоновкой трудно, можно спустить под труболовкой слегка изогнутую трубу. С помощью такой сравнительно гибкой трубы, свисающей из-под башмака обурочной колонны, гораздо проще соединиться с "головой" труб в каверне.

Разъединители. Непосредственно под внутренней труболовкой всегда устанавливают разъединитель с байонетным замком. Для предупре-

ждения случайного срабатывания при спуске разъединитель имеет две предохранительные полосы из легкого листового металла. После соединения с прихваченной колонной создают натяжение, и полосы освобождают замок. Теперь разъединитель можно использовать по назначению. Обычно через него можно передавать прихваченной колонне момент вращения вправо и растягивающее усилие. Разъединение достигается приложением небольшого растягивающего момента влево с одновременным натяжением вверх. Наличие разъединителя позволяет поднять труболочку с обурочной колонной в любое время, например, при подъеме для смены башмачного фрезера или по другой причине.

Разъемные соединители. При обурировании и извлечении длинных колонн труб, нижний конец которых упирается в забой, можно использовать разъемные соединители с целью сокращения объема спуско-подъемных операций.

Разъемный соединитель – это переводник, состоящий из двух частей, соединенных байонетным замком. Он размещается внутри верхней обурочной трубы, ввинчивается в нижнюю муфту безопасного переводника и заканчивается снизу резьбой, соответствующей резьбе на "голове" прихваченной колонны. В конце операции обурирования соединитель за счет вращения вправо соединяется с "головкой" обуренной колонны. Если прихваченная колонна не забита, восстанавливают циркуляцию через нее, а потом разъединяют байонетный замок, и компоновку верхней части обурочной колонны можно изменить так, чтобы удобно было проводить дальнейшие работы. Снова соединив байонетный замок, спускают шнуровую торпеду, отвинчивают и поднимают обуренные трубы.

6.5. Инструменты для извлечения мелких предметов

Прежде чем приступить к работам по извлечению из скважины мелких посторонних предметов, надо по возможности выяснить, что находится в скважине. Это легко установить, когда известно, что осталось в скважине после подъема долота или что в нее случайно попало. Если тип и форма предметов неизвестны, следует спустить печать. Полезно поместить точно такой же предмет в предохранительный ниппель обсадной колонны соответствующего размера, чтобы имитировать ситуацию на забое. На этом имитаторе можно опробовать ловильные инструменты, которые могут быть применены для извлечения предмета из скважины. Те инструменты, которые оказались неэффективными на поверхности, спускать в скважину не стоит. Гораздо дешевле устроить испытания на поверхности, чем не делать лишние спуско-подъемы.

Для извлечения из скважины мелких предметов обычно применяют магнитные фрезеры, различные типы металлошламоуловителей, гидростатические желонки и специальные инструменты для конкретных условий.

Магнитные фрезеры – это или постоянные магниты, встроенные в корпус с промывочными каналами, или электромагниты, спускаемые на кабеле.

У фрезеров с постоянными магнитами промывочные отверстия расположены по периферии нижнего торца, что позволяет вымыть осадок и шлам и обеспечить непосредственный контакт с извлекаемыми предметами. Обычно между корпусом фрезера и магнитным стержнем имеется бронзовая втулка, поэтому при движении фрезера внутри стальных труб не возникает заметных дополнительных сил трения.

После промывки непосредственно над забоем с целью обнажения поверхности предметов, подлежащих извлечению, фрезер опускают на забой с небольшой нагрузкой и проворотом ротором. Когда забой нащупан, ротор останавливают и интенсивно промывают скважину.

Большинство магнитных фрезеров оборудуется направляющими воронками, нижняя часть которых может быть выполнена в виде зубчатой воронки (наиболее распространенная форма), может, иметь остроугольный вырез или не иметь никаких вырезов, как у предохранительного резьбового кольца. Польза от направляющей воронки большая, так как она создает под магнитом защищенное с боков пространство для размещения улавливаемых предметов и предупреждает возможность соприкосновения их со стенками обсадных колонн.

Электромагнитные фрезеры спускают в скважину на кабеле и включают их только по достижении забоя. Их преимущества – резкое сокращение затрат времени на спуско-подъемные операции и дополнительная подъемная сила, создаваемая электромагнитом. Однако, если предметы на забое покрыты осадком или шламом, извлечь их не удастся, так как невозможно осуществить промывку.

Магнитными фрезерами можно поднять предметы, изготовленные из ферромагнетиков. Для подъема предметов из бронзы, алюминия, карбидов и нержавеющей сталей необходимы другие способы.

Металлошламоуловители. Инструменты колонкового типа (рис. 6.15) уже много лет применяется для извлечения шарошек и других предметов аналогичных размеров с забоя бурящихся скважин. Инструмент состоит из верхнего переводника 1, корпуса 2, башмачного фрезера 5 и обычно из двух пружинных кернорвателей: верхнего 3 и нижнего 4. Он предназначен для вымывания осадка с забоя и отбора небольшой колонки породы с забоя. Два кернорвателя, один из которых с короткими пружинными перьями, дают возможность оторвать керн от забоя и поднять его на поверхность. Все посторонние предметы, находящиеся на забое, оказываются в корпусе инструмента, запертые снизу керном.

Важное условие нормальной работы металлошламоуловителя колонкового типа – свободное вращение кернорвателей в корпусе или башмачном фрезере. При спуске инструмента забой нащупывается при промывке и вращении ловильной колонны. При посадке на забой кернорватели входят в зацепление с предметами на забое и затормаживаются, а фрезер и корпус продолжают вращаться. Если кернорватели окажутся заклиненными каким-либо мусором, избытком краски, продуктами коррозии или другими посторонними материалами, то при их вращении произойдет слом пружинных перьев и на забое только добавятся предметы, которые надо извлекать.

Инструменты с обратной циркуляцией. При капитальном ремонте скважин широко применяют метод обратной циркуляции, когда жидкость закачивается в затрубное пространство и поднимается из скважины по трубам. Это позволяет вымывать на поверхность крупные и тяжелые твердые частицы, а также использовать обычные жидкости вместо специальных высоковязких. Однако в скважинах с необсаженным стволом применение этого метода очень ограничено вследствие возможного поглощения жидкости породами. Тем не менее, поток жидкости при обратной циркуляции оказывается очень эффективным при проталкивании через кернорватели в колонковую трубу тех предметов, которые были бы отброшены к стенке скважи-

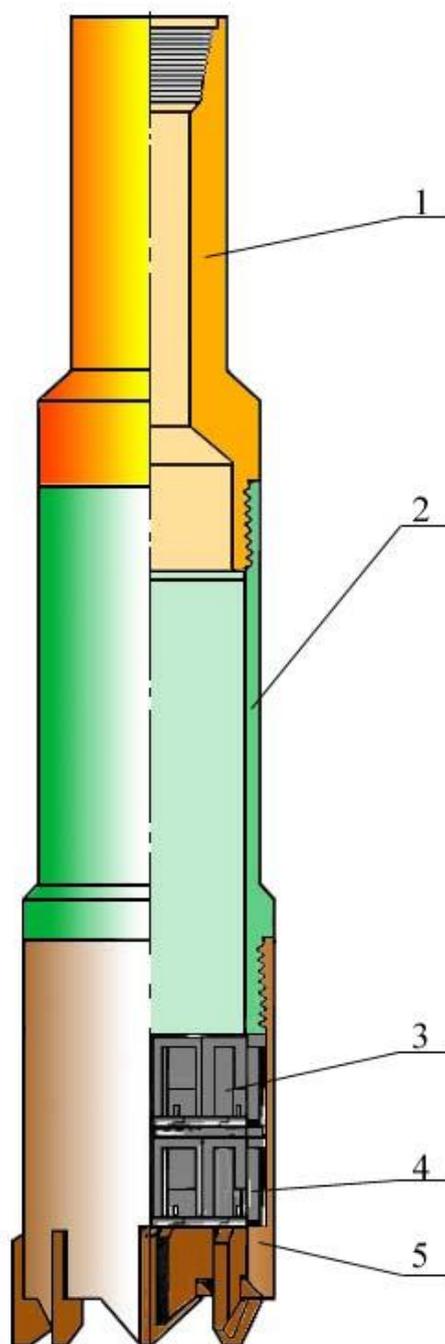
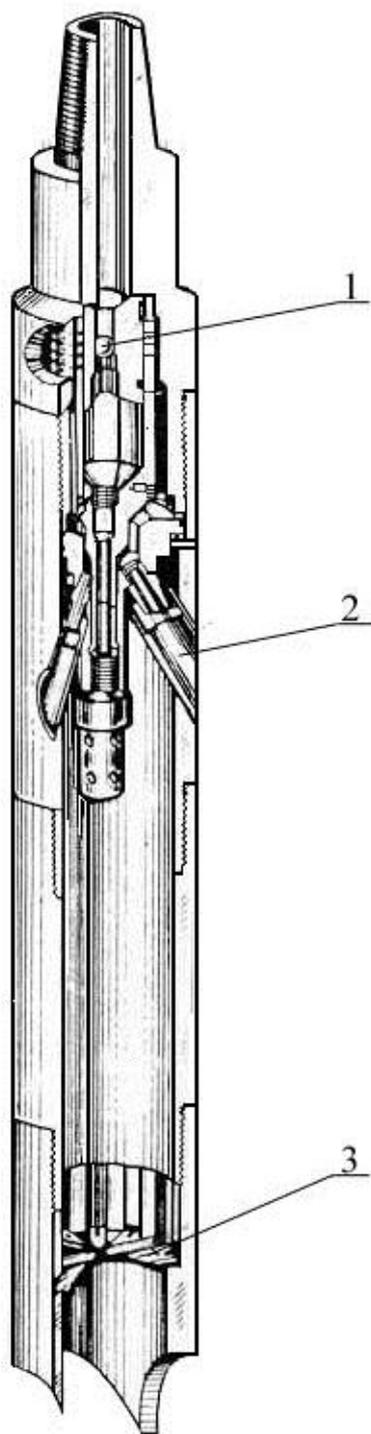


Рис. 6.15. Металлошламоуловитель колонкового типа:

- 1 – верхний переводник; 2 – корпус;
- 3,4 – кернорватели;
- 5 – башмачный фрезер



**Рис. 6.16. Металлошламоуловитель
эжекционного типа с обратной
циркуляцией:**
1 – шар; 2 – насадка;
3 - кернорватель

ны встречным потоком при прямой циркуляции. Именно с учетом этого обстоятельства в последние годы были созданы два типа металлошламоуловителей с обратной циркуляцией (рис. 6.16).

В конструкции первого типа (см. рис. 6.16), чтобы направить поток жидкости через насадки (сопла) 2 в ловильную колонну, сбрасывают шар 1. В пространстве за насадками создается разрежение, так как насадки направляют жидкость через отверстия в стенках корпуса за его пределы. Благодаря пониженному давлению в корпусе заряда, жидкость из скважины засасывается в него через нижнее отверстие с кернорвателем 3.

В конструкции второго типа (рис. 6.17) корпус инструмента имеет две стенки, пространство между которыми предназначено для прохода закачиваемой жидкости, когда сброшенный сверху шар перекроет циркуляционное проходное отверстие. После промывки скважины в течение времени, необходимом для удаления осадка, сбрасывают шар 4, который садится в седло 3 центрального проходного отверстия, и поток жидкости, который направляется через кольцевой канал корпуса 2 к выходным отверстиям, расположенным над забоем в затрубном пространстве. В этом месте образуется зона повышенного давления, поэтому часть жидкости опускается вниз и входит в корпус инструмента через нижнее отверстие с кернорвателем. Поднимаясь внутри корпуса, жид-

кость выходит из него в затрубное

пространство через специальные отверстия, расположенные в верхней части корпуса. Таким образом, в районе инструмента создается обратная циркуляция. При сбрасывании или покачивании шаров и других пробок следует действовать осмотрительно. Выше уже упоминалось, что все спускаемое в скважину нужно проверить, нет ли в колонне сужений, в которых шар или пробка могут застрять. Надо сделать такую проверку обязательной, предшествующей сбрасыванию чего-либо в трубы.

Инструменты с фрикционными захватами. Во многих случаях размеры и форма предметов, находящихся в скважине, не позволяют использовать для их извлечения серийно выпускаемые металлошламоуловители. Требуется проявить изобретательность, чтобы создать необходимую конструкцию. Если диаметр стандартного инструмента слишком мал для прохода в него предметов, находящихся на забое, можно из отрезка утолщенной или обычной трубы сделать корпус самодельного ловителя. В трубе делают отверстия, расположенные по кругу, вставляют в них куски проволоки и приваривают их к телу трубы в отверстиях. Получается проволочный захват внутри трубы. Такой инструмент нельзя вращать на забое, так как проволока будет поломана или вырвана из гнезд. Но если инструментом накрыть предмет на

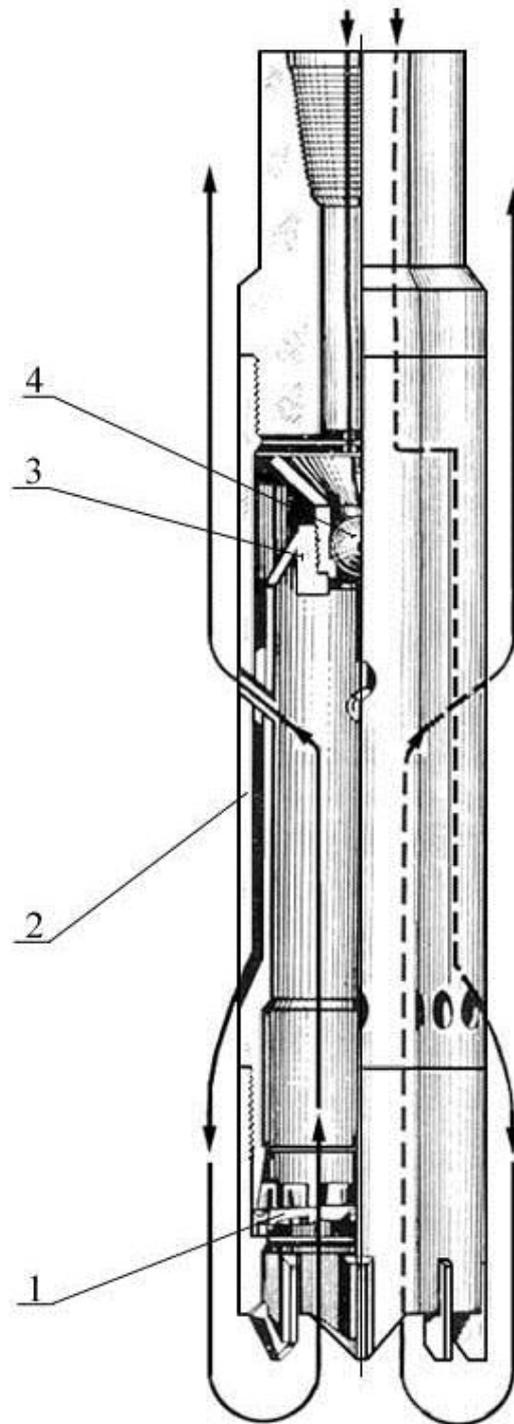


Рис. 6.17. Металлошламоуловитель с обратной циркуляцией:

- 1 – ловитель типа кернорватель;
- 2 – корпус с кольцевым каналом;
- 3 – седло шарового клапана; 4 – шар

забое, то захват его удержит.

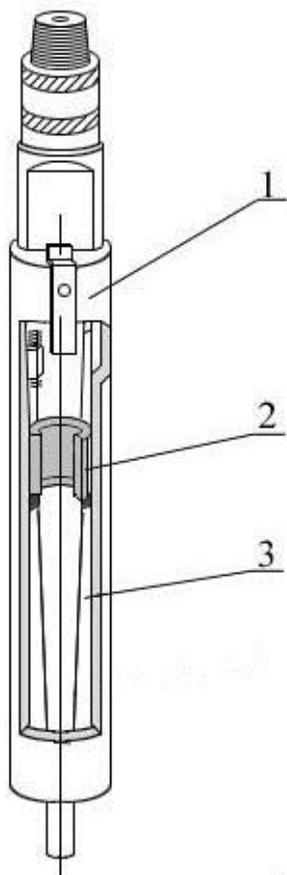


Рис. 6.18. Захват Клулоу:
1 – корпус; 2 – плашка;
3 – направляющие

Инструмент с фрикционным захватом можно сделать из трубы с П-образными прорезами, если загнуть внутрь образовавшиеся языки металла. Таким инструментом можно накрыть и поднять длинные предметы цилиндрической формы, особенно если их длина неизвестна.

В последние годы создано несколько хороших инструментов, действующих по принципу мышеловки. Одно из таких приспособлений (рис. 6.18) во внутреннем канале цилиндрического корпуса 1 имеет две пары направляющих 3, сходящихся к низу. По этим направляющим могут скользить плашки 2 различной конфигурации. Когда входит в корпус цилиндрический предмет, плашки поднимаются по направляющим, расходясь в стороны, пропуская между собой входящий предмет. При движении корпуса вверх плашки будут скользить по направляющим вниз и заклинят предмет в корпусе. Этот

инструмент не относится к числу самоосвобождающихся, но он очень эффективен, когда из обсаженной скважины надо извлечь насосные штанги или НКТ, настолько поврежденные коррозией, что обычным овершотом их невозможно захватить.

Металлошламоуловитель гравитационного типа. Такие металлошламоуловители гравитационного типа располагают над долотом, фрезером, ловителем с захватом типа кернорвателя. Они работают только при циркуляции, когда восходящий поток жидкости идет по затрубному пространству. Кожух инструмента имеет сравнительно большой диаметр, поэтому в интервале против него площадь поперечного сечения затрубного пространства уменьшается, что ведет к повышению скорости восходящего потока.

У верхней кромки кожуха площадь поперечного сечения затрубного пространства резко увеличивается, что сопровождается образованием зоны разряжения восходящего потока с турбулентными завихрениями. В этом месте поднимаемые с забоя твердые частицы повышенной плотности, такие, как куски металла, твердосплавные вставки, обломки сухарей,

зубьев, шарики из подшипников, замедляют движение и оседают в кожух. Гравитационные металлошламоуловители можно спускать по два (один над другим), чтобы увеличить одинарный объем кожухов. Некоторые буровики размещают между ними несколько труб.

Нельзя допускать проведение сварочных работ на валу металлошламоуловителя в промышленных условиях. Буровики усиливают соединение кожуха с валом, приваривая косынки.

Осевые торпеды. Осевые торпеды спускают в скважину на трубах или на кабеле. Они имеют довольно мощный кумулятивный заряд взрывчатки, предназначенной для разбивания находящихся в скважине предметов, которые не удастся извлечь обычными ловильными инструментами. После взрыва обломки извлекают магнитными фрезерами или металлошламоуловителями. Вследствие большой силы взрыва могут образовываться каверны, а часть обломков окажется забитой в стенки скважины. Несмотря на то, что торпеда сконструирована так, чтобы сила взрыва была направлена только вниз, практически это трудно осуществить.

Расстояние от торпеды до цели играет огромную роль, поэтому когда торпеду спускают на трубах, над объектом взрыва осуществляют промывку, чтобы повысить эффективность воздействия. Если торпеду спускают на кабеле, то перед этим надо спустить долото, чтобы гарантировать спуск торпеды непосредственно до цели.

Никогда не следует взрывать осевые торпеды внутри труб или обсадных колонн, так как взрывом можно повредить трубы и ухудшить состояние аварийной скважины.

Контрольные вопросы к разделу 6

1. Назовите способы разъединения неприхваченной части инструмента в скважине и их сущность.

2. Поясните устройство различных инструментов для химической, кумулятивной, механической, гидropескоструйной и плазменной резки при разъединении.

3. Расскажите технологию освобождения от прихватов с применением детонирующих шнуров.

4. Поясните устройство и принцип работы, гидравлических и гидромеханических забойных ударных механизмов.

5. Назовите типы ударных механизмов по месту установки и направлению ударных нагрузок, в чём их отличие?

6. Какие способы и виды оборудования существуют для ловильных работ и в чём их отличие?

7. Какие виды ловителей существуют для захватов и транспортировки труб?

8. Какие виды ловителей существуют для захватов и транспортировки крупных металлических предметов?

9. Какие виды ловителей существуют для захватов и транспортировки мелких предметов и шлама?

10. Какие способы и виды оборудования применяются для очистки забоя от металла и крупного шлама?

11. Какие виды фрезеров вы знаете, чем они отличаются?

12. Какие виды инструмента применяются для фрезерования окон в обсадных трубах?

13. Какие виды инструмента применяются для восстановления смятых колонн, при обруивании и создании динамической нагрузки в скважине.

14. Назовите оборудование для ликвидации аварий в скважинах под давлением.

7. ПОРЯДОК РАССЛЕДОВАНИЯ И УЧЕТА АВАРИЙ

Порядок расследования и учета аварий регламентируется Инструкцией по классификации, расследованию и учету аварий при бурении скважин на нефть и газ.

Все возникающие аварии должны расследоваться в течение 72 часов с момента их возникновения.

Аварии расследуются назначенной приказом буровой организации постоянно действующей комиссией. Для участия в расследовании аварии могут быть приглашены сотрудники научно-исследовательских организаций, заводов-изготовителей и других организаций.

Комиссия обязана: установить организационные и технические причины, вызвавшие аварию, и выявить конкретных виновников; наметить необходимые мероприятия по предупреждению подобных аварий в дальнейшем; составить и подписать акт об аварии в трех экземплярах по установленной форме.

Главный инженер объединения обязан:

- изучить обстоятельства, приведшие к возникновению аварии, и наметить меры по ее ликвидации;

- рассмотреть и утвердить в течение 3 суток Акт об аварии и дать заключение о рекомендуемых комиссией предложениях для предупреждения подобных аварий и мерах наказания к виновникам данной аварии.

Один экземпляр акта об аварии направляется в объединение; второй, при необходимости, – в научно-исследовательскую или проектную организацию, а третий – остается в делопроизводстве буровой организации.

В случае возникновения аварии в результате поставки некачественных оборудования, инструмента и материалов буровая организация обязана предъявить рекламацию заводу-изготовителю в соответствии с действующими положениями в установленные сроки.

По каждой аварии техническая служба под руководством главного инженера буровой организации принимает меры, обеспечивающие ликвидацию ее в кратчайшие сроки, для чего составляется план работ по ликвидации аварии с указанием сроков и ответственных исполнителей; назначается ответственный за выполнение плана работы; осуществляется контроль за ликвидацией аварии и необходимая помощь РИТС в выполнении намеченного плана работ.

Общее руководство и ответственность за своевременное принятие мер по ликвидации аварии возлагается на главного (старшего) инженера буровой организации.

Ответственный за выполнение плана работ по ликвидации аварии обязан организовать его осуществление в строгом соответствии с планом,

требованиями техники безопасности и единых технических правил на бурение нефтяных и газовых скважин. Все изменения в плане работ должны быть согласованы с главным инженером организации.

Если по плану, составленному буровой организацией, авария не ликвидирована в течение 10 суток, то дальнейший план работ по ее ликвидации составляется объединением, а при продолжительности свыше 30 суток объединение представляет график ликвидации аварии в соответствующее управление министерства и ежемесячно сообщает о ходе работ по ликвидации аварии. Все распоряжения по ликвидации аварий или изменению плана работы передаются лицу, ответственному за их выполнение, в письменном виде. При работах в отдаленных районах допускается передача распоряжений по телефону или радио, но с обязательным последующим направлением письменного подтверждения.

Все аварии буровая организация регистрирует в журнале учета аварий в течение 24 часов со времени их возникновения. Регистрация аварий, учет, ведение и хранение документации по ним возлагаются на одного из инженерно-технических работников, назначаемого приказом по буровой организации. Правильное заполнение журнала учета аварий контролирует главный инженер буровой организации. Бухгалтерия подсчитывает суммарные затраты на ликвидацию аварий.

Плановый отдел буровой организации учитывает время работы, непосредственно затраченное на ликвидацию аварий, время простоев, вызванных ожиданием средств для ведения аварийных работ, а также другими причинами с момента возникновения аварии до конца ее ликвидации.

После ликвидации аварии на скважине (в течение 24 часов с момента начала ее ликвидации) составляется Акт о ликвидации аварии, который направляется в организацию, куда ранее был отправлен Акт об аварии.

Для правильной организации работ по предупреждению аварий на каждой буровой, время строительства которой превышает 1 месяц, должна быть составлена Профилактическая карта по безаварийному ведению работ. Выполнение рекомендаций карты проверяется ежемесячно.

Чтобы повысить знания буровых бригад и инженерно-технических работников и ознакомить их с состоянием аварийности в буровых организациях, с приказами и постановлениями вышестоящих организаций, мероприятиями по предупреждению аварий, новой техникой и технологией по их ликвидации, объединения должны организовывать постоянное обучение кадров.

Контрольные вопросы к разделу 7

1. Каков порядок учёта и расследования аварий и брака?
2. Каковы основные обязанности главного инженера предприятия при расследовании и учёту аварии?
3. Каковы основные организационные и экономические меры по профилактике и предупреждению аварий и брака при строительстве скважин?
4. Какими нормативными и законодательными актами руководствуются сотрудники буровых предприятий при профилактике и расследовании аварий и брака?
5. Какой основной необходимый перечень документации должен быть в наличии и вестись на буровой при строительстве скважин?
6. Как осуществляется надзор в сфере промышленной и экологической безопасности, а также противоблужетной безопасности при строительстве скважин и других нефтегазовых объектов?

(справочное)

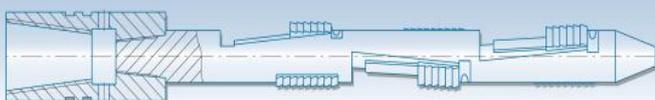
Инструмент для ликвидации аварий различных производителей
Компания БУРИНТЕХ

Таблица 1

Труболовки типа ТВ6

Типоразмер	Наружный диаметр переводника, мм	Диапазон захватываемых диаметров, мм	Грузо-подъемность, т	Присоединительная резьба по ГОСТ 20692-75, ГОСТ 28487-90
ТВ6-48	80	37...43	35	3-42
ТВ6-60	92	49...55	52	3-76
ТВ6-73	95	58...62	60	3-76
ТВ6-89	95...110	72...84	72	3-76
ТВ6-102	120	83...98	84	3-76
ТВ6-114	120	97...110	96	3-88
ТВ6-168	168	144...164	220	3-88

ТРУБОЛОВКА ТИПА ТВ6



Внутренние неосвобождающиеся труболовки плашечного типа. Предназначены для захвата и извлечения за внутреннюю поверхность труб при проведении ремонтно-восстановительных работ. Перемещение промывочного канала из корпуса в переводник позволило оппозитно каждой подвижной плашке разместить неподвижную, что увеличивает надежность захвата. Пары плашек развернуты на 120°.

Таблица 2

Труболовки типа ТВО

Типоразмер	Наружный диаметр переводника, мм	Диапазон захватываемых диаметров, мм	Грузо-подъемность, т	Присоединительная резьба по ГОСТ 20692-75, ГОСТ 28487-90
ТВО-73	95	59...63	50	3-76
ТВО-89	95-110	74...77	70	3-76
ТВО-102	120	87...90	80	3-76
ТВО-114	120	90...104	120	3-88
ТВО-168 (исполнение 2)	168	144...164	220	3-88

ТРУБОЛОВКА ТИПА ТВО

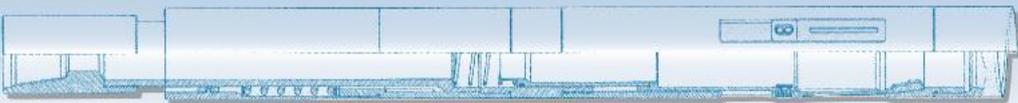


Труболовки внутренние освобождающиеся предназначены для извлечения труб из скважины. Захват осуществляется за внутреннюю поверхность трубы при ремонтно-восстановительных работах. При невозможности извлечения труб предусмотрен механизм освобождения труболовки от колонны труб.

Труболовки типа ТОМ

Типоразмер	Тип захватываемого замка	Наружный диаметр корпуса, мм	Грузо-подъемность, т	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487-90
ТОМ-95	ЗН-95	136	100	3-108
ТОМ-105	ЗН-105	136	120	3-117
ТОМ-108	ЗН-108	136	120	3-117
ТОМ-120	ЗН-120	160	100	3-117

ТРУБОЛОВКА ТИПА ТОМ



Труболовки типа ТОМ – наружные освобождающиеся с захватом за муфту замка. Предназначены для захвата и извлечения бурильных труб при проведении аварийно-ремонтных работ. Конструкций труболовок обеспечивает передачу крутящего момента и исключает возможность ложного срабатывания механизма освобождения в процессе спуска труболовки в скважину и в процессе непосредственно ловильных операций.

Фрезер забойный ФЗ1-115

ФРЕЗЕР ЗАБОЙНЫЙ		ФЗ1-115	
	Наружный диаметр, мм	115	
	Тип вооружения	зубковый	
	Количество твердосплавных резцов, шт.	46	
	Количество промывочных отверстий, шт.	4	
	Диаметр промывочных отверстий, мм	10	
	Высота, мм	165	
	Присоединительная резьба по ГОСТ 7918-75, ГОСТ 28487-90	3-76	
	Частота вращения, об./мин.	38...60	
	Расход промывочной жидкости, л/сек.	10...15	
	Нагрузка, т	0,5...5	
Тип вращателя	ротор		
			

Таблица 5

Фрезер забойный Ф32-120

ФРЕЗЕР ЗАБОЙНЫЙ	Ф32-120	
	Наружный диаметр, мм	120
	Тип вооружения	дробленый твердый сплав
	Количество твердосплавных резцов, шт.	нет
	Количество промывочных отверстий, шт.	3
	Диаметр промывочных отверстий, мм	12
	Высота, мм	185
	Присоединительная резьба по ГОСТ 7918-75, ГОСТ 28487-90	3-76
	Частота вращения, об./мин.	38...60
	Расход промывочной жидкости, л/сек.	10...15
	Нагрузка, т	4...8
	Тип вращателя	ротор
		

Таблица 6

Фрезер забойный Ф32-190

ФРЕЗЕР ЗАБОЙНЫЙ	Ф32-190	
	Наружный диаметр, мм	190
	Тип вооружения	дробленый твердый сплав
	Количество твердосплавных резцов, шт.	нет
	Количество промывочных отверстий, шт.	3
	Диаметр промывочных отверстий, мм	16
	Высота, мм	215
	Присоединительная резьба по ГОСТ 7918-75, ГОСТ 28487-90	3-117
	Частота вращения, об./мин.	40...80
	Расход промывочной жидкости, л/сек.	12...18
	Нагрузка, т	4...8
	Тип вращателя	ротор
		

Таблица 7

Фрезер кольцевой ФК1-116/92

ФРЕЗЕР КОЛЬЦЕВОЙ		ФК1-116/92	
		Наружный диаметр, мм	116
		Внутренний диаметр, мм	92
		Тип вооружения	зубковый
		Количество твердосплавных резцов, шт.	16
		Система промывки	радиальные пазы
		Высота, мм	120
		Присоединительная резьба по ГОСТ 631-75	без резьбы
		Частота вращения, об./мин.	38..60
		Расход промывочной жидкости, л/сек.	10..15
		Нагрузка, т	0,5..5
		Тип вращателя	ротор

Таблица 8

Фрезер кольцевой ФК2-95/74

ФРЕЗЕР КОЛЬЦЕВОЙ		ФК2-95/74	
		Наружный диаметр, мм	95
		Внутренний диаметр, мм	74
		Тип вооружения	дробный твердый сплав
		Количество твердосплавных резцов, шт.	нет
		Система промывки	радиальные пазы
		Высота, мм	160
		Присоединительная резьба по ГОСТ 631-75	без резьбы
		Частота вращения, об./мин.	38..120
		Расход промывочной жидкости, л/сек.	10..15
		Нагрузка, т	0,5..5
		Тип вращателя	ротор

Таблица 9

Фрезеры ловители магнитные

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487-90
ФМ3-95	95	3 - 66
ФМ3-146	146	3 - 88
ФМ-85	85	3 - 66
ФМ-103	103	3 - 76
ФМ-115	115	3 - 76
ФМ-118	118	3 - 76
ФМ-135	135	3 - 88
ФМ-145	145	3 - 88
ФМ-170	170	3 - 117
ФМ-195	195	3 - 121

ФРЕЗЕР МАГНИТНЫЙ		ФМ-103	
	Наружный диаметр, мм		103
	Грузоподъемность, т		0,2
Длина, мм		350	
Присоединительная резьба по ГОСТ 28487-90		3-50	
Частота вращения, об./мин.		38..60	
Расход промывочной жидкости, л/сек.		10..15	
Нагрузка, т		0,5..1,5	

Фрезеры-ловители магнитные предназначены для фрезерования и извлечения, находящихся на забое скважины металлических предметов, обладающих ферромагнитными свойствами.

Фрезеры колонные конусные (райберы)

Тип	Размер	Наружный диаметр, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487-90, ГОСТ 20692-75
ФКК2	59	59	резьба 33
ФКК2	91...110	91...110	3 – 66
ФКК2	115...126	115...126	3 – 76
ФКК2	127...149	127...149	3 – 88
РК2	122	122	3 – 86

ФРЕЗЕР КОЛОННЫЙ КОНУСНЫЙ		ФКК2-121	
	Наружный диаметр, мм	121	
	Тип вооружения	дробный твердый сплав	
	Количество промывочных отверстий, шт.	1	
	Диаметр промывочных отверстий, мм	30	
	Высота, мм	420	
	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487-90	3-76	
	Частота вращения, об./мин.	60...120	
	Расход промывочной жидкости, л/сек.	8...12	
	Нагрузка, т	1...4	
	Тип вращателя	ротор	

Предназначены для восстановления проходимости деформированных участков обсадных колонн. Выпускаются ФКК2 – матричные (армированные твердосплавной крошкой) и райберы конусные РК2.

Фрезеры кольцевые

Тип		Размер	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм
ФК1	ФК2	90 / 61	90	61
ФК1	ФК2	95 / 74	95	74
ФК1	ФК2	104 / 75	104	75
ФК1	ФК2	112 / 82	112	82
ФК1	ФК2	115 / 78	115	78
ФК1	ФК2	116 / 92	116	92
ФК1	ФК2	118 / 89	118	89
ФК1	ФК2	118 / 96	118	96
ФК1	ФК2	120 / 92	120	92
ФК1	ФК2	122 / 92	120	92
ФК1	ФК2	122 / 96	122	96
ФК1	ФК2	122 / 100	122	100
ФК1	ФК2	124 / 92	124	92
ФК1	ФК2	124 / 96	124	96
ФК1	ФК2	124 / 105	124	105
ФК1	ФК2	136 / 102	136	102
ФК1	ФК2	140 / 110	140	110
ФК1	ФК2	140 / 120	140	120
ФК1	ФК2	141 / 118	141	118
ФК1	ФК2	144 / 120	144	120
ФК1	ФК2	150 / 126	150	126
ФК1	ФК2	160 / 133	160	133
ФК1	ФК2	190 / 152	190	152

Выпускаются типов: ФК1-зубковые, ФК2- матричные (армированные твердосплавной крошкой). Зубковые кольцевые фрезеры ФК1 предна-

значены для работы по шламу, породе или цементу с включениями отдельных металлических предметов. Матричные кольцевые фрезеры ФК2 имеют массивную режущую поверхность и предназначены для работы в более тяжелых условиях по крупным металлическим предметам. Выполняются с резьбовым и безрезьбовым исполнением.

Таблица 12

Комплект фрезеров типа КФ-146

КОМПЛЕКТ ФРЕЗЕРОВ КФ-146	
СТАРТОВЫЙ ФРЕЗЕР КФС-124,5	
Тип вооружения	дробленый твердый сплав
Номинальный наружный диаметр, мм	124,5
Количество промывочных отверстий, шт.	6
Диаметр промывочных отверстий, мм	10
Высота (полная/без резьбы), мм	1170/1081
Присоединительная резьба по ГОСТ 28487-90 (ниппель)	3-76 Сп.
Частота вращения, об./мин.	70...100
Расход промывочной жидкости, л/сек.	6...12
Нагрузка, т	0,3...1,5
ОКОННЫЙ ФРЕЗЕР КФО-124,5	
Тип вооружения	дробленый твердый сплав
Номинальный наружный диаметр, мм	124,5
Количество промывочных отверстий, шт.	6
Диаметр промывочных отверстий, мм	12
Высота (полная/без резьбы), мм	535/446
Присоединительная резьба по ГОСТ 28487-90 (ниппель)	3-76 Сп.
Частота вращения, об./мин.	70...100
Расход промывочной жидкости, л/сек.	6...12
Нагрузка, т	0,3...4
ФРЕЗЕР-РАЙБЕР КФР-124,5	
Тип вооружения	дробленый твердый сплав
Номинальный наружный диаметр, мм	124,5
Длина (полная/без резьбы), мм	1130/1041
Присоединительная резьба по ГОСТ 28487-90:	
к оконному фрезеру (муфта)	3-76 Сп.
к бурильной колонне (ниппель)	3-76
Частота вращения, об./мин.	70...100
Расход промывочной жидкости, л/сек.	6...12
Нагрузка, т	0,3...4

Комплект фрезеров КФ-146 предназначен для фрезерования окна в обсадной колонне диаметром 146 мм и забурирования бокового ствола в комплекте с отклоняющим устройством (клином).

В комплект фрезеров КФ-146 входят:

1. Стартовый фрезер КФС-124,5 предназначен для установки клина-отклонителя в стволе скважины и первоначальной зарезки «окна» в обсадной колонне.
2. Оконный фрезер КФО-124,5 предназначен для окончательного вырезания «окна» в обсадной колонне и забурирования бокового ствола.
3. Фрезер-райбер КФР-124,5 предназначен для калибрования стенок в вырезанном «окне».

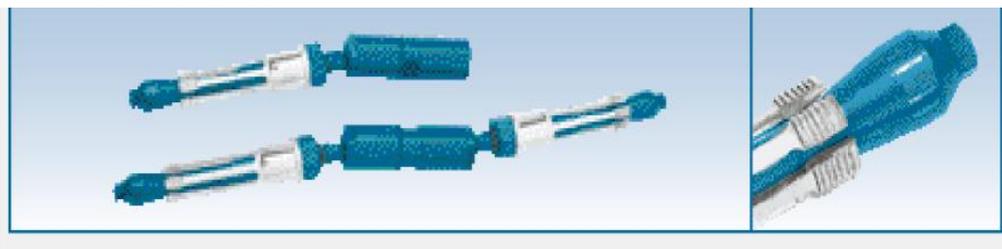


Рис. 1.1. Цанговые соединители

Соединители ЦП-38.03 и ЦСШ-38.01 не имеют канала для промывки и предназначены для технологических операций с безмуфтовыми длинномерными трубами диаметром 38.1 мм на поверхности (заведение в инжектор, намотка на барабан и т.п.) Габариты их не превышают диаметра 38 мм, что позволяет им проходить через инжектор. Захватывая трубу изнутри, они не требуют никакой подготовки ее внутренней и наружной поверхностей.

Цанговый присоединитель ЦП-38.03 представляет собой легко присоединяющийся и отсоединяющийся переводник с безмуфтовой длинномерной трубы на трапецеидальную резьбу Tr30x3. Снабжен осевым шарниром с углом поворота 24°.

Цанговый соединитель ЦСШ-38.01 представляет собой двухшарнирный, легко присоединяющийся соединитель двух безмуфтовых длинномерных труб. Осевые шарниры имеют угол поворота 24° каждый.



Рис. 1.2. Конструкция «SHOCK TURN»

На основе многолетних и широкомасштабных работ компанией Буринтех предложена новая технология извлечения прихваченного оборудования путем применения принципиально новых типов крутильных сов «SHOCK TURN».

Конструкция ясов фирмы БМ-инжиниринг

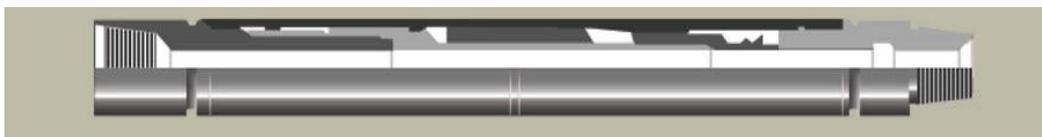


Рис. 2.1. Конструкция ясов

Типы ясов:

1. Ясс для механического бурения, тип JZ

Данный механический бурильный ясс позволяет с помощью осевого перемещения создавать ударную нагрузку механическим способом в обоих направлениях. Диапазон нагрузки освобождения в верхнем и нижнем направлении достаточно широк и может регулировать как на станции технического обслуживания так и на скважине. Специальный гибкий выдвижной вал может эффективно ограничивает изгибающее напряжение на корпусе ясса. Таким образом, такой бурильный ясс выбирают в первую очередь для вертикальных скважин, глубоких скважин, осложненных скважин и наклонно-направленных скважин.

2. Гидромеханический бурильный ясс двойного действия, тип JYO

Гидромеханический бурильный ясс двойного действия, тип JYO, является инструментом для извлечения прихваченных труб и инструментом для освобождения заклиненных труб. Работа ясса заключается в возможности создания в обоих направлениях динамических нагрузок на прихваченные бурильные труб в процессе бурения. Данный инструмент уменьшает вероятность аварий в результате заклинивания труб в ходе бурильных операций. В соответствии с требованиями, инструмент можно ограничивать на силу удара и частоту. Как на станции обслуживания так и на скважине. Гидромеханический бурильный ясс двойного действия является наиболее подходящим инструментом для глубокого бурения, бурения в осложнённых условиях и бурения наклонно-направленных скважин.

3. Гидравлический бурильный ясс, тип QY

Гидравлический бурильный ясс, тип QY, является гидравлическим ясом, для освобождения прихваченных труб с созданием динамической ударной нагрузки гидравлическим способом в верхнем и нижнем направлениях. В случае заклинивания инструмента во время бурения с погружным пневмоударником, ясс может оказывать существенное влияние на процесс восстановления работ за счет освобождения прихваченных труб в верхнем направлении.

Таблица 1

Нормы износа и размеры допустимых дефектов на наружной поверхности стальных буровых труб

№ п.п.	Вид дефекта	Износ	Класс труб		
			I	II	III
1	Равномерный износ трубы по наружной поверхности: толщина стенки после износа, %	не более	100	80	62,5
		не менее	80	62,5	-
2	Эксцентричный износ по наружной поверхности: толщина стенки после износ, %	не более	100	65	55
		не менее	65	55	-
3	Смятие, % от наружного диаметра Вмятины, % от наружного диаметра Шейка, % от наружного диаметра Остаточное сужение: уменьшение наружного диаметра, % Остаточное расширение: увеличение наружного диаметра, %	не более	-	3	5
		не менее	3	5	-
4	Продольные надрезы: оставшаяся толщина стенки, %	не более	100	80	62,5
		не менее	80	62,5	-
5	Поперечные надрезы: оставшаяся толщина стенки, % в том числе длина надреза в % от длины окружности	не более	100	90	80
		не менее	90	80	-
		не более	10	10	10
6	Точечная коррозия, эрозия: толщина стенки в месте самой глубокой коррозии, % от номинальной толщины стенки	не более	100	80	55
		не менее	80	55	-

Таблица 1

Нормы отработки УБТС по наружному диаметру

Номинальный диаметр, мм	Допустимый диаметр, мм	Номинальный диаметр, мм	Допустимый диаметр, мм
89	85	178	170
120	113	203	195
146	140,5	245	225
152	140,5	299	260
171	161		

Таблица 2

Нормы отработки элементов КНБК по наружному диаметру

Диаметр долота, мм	Номинальный диаметр, мм		Допустимый износ	
	калибратор	центратор	калибратор	центратор
393,7	393,7	387,3	388,7	385
295,3	295,3	292,1	290,8	287,3
269,9	269,9	266,7	267	266
244,5	244,5	241,3	242	240
215,9	215,9	214,0	212,9	210,9
190,5	190,5	188,9	188	187
139,7	139,7	138,1	137,7	137

Таблица 1

**Рекомендуемые моменты свинчивания резьбовых соединений УБТС
отечественного производства (по РД 39-2-961)**

Тип УБТ - диаметр, мм	Момент свинчивания, кг· м			
	предел текучести 45 кгс/мм		предел текучести 65 кгс/мм	
	коэффициент трения 1,10	коэффициент трения 1,13	коэффициент трения 1,10	коэффициент трения 1,13
УБТС-146	1390-1760	1790-2260	-	-
УБТ-178	2820-3160	3600-4000	-	-
УБТ-203	4770-4800	6000-6150	-	-
УБТС.2-108	-	-	690-790	740-1040
УБТС.2-120	-	-	820-1220	1040-1560
УБТС.2-133	-	-	1270-1910	1620-2430
УБТС.2-146	-	-	1780-2400	2270-3060
УБТС.2-178	-	-	3140-4700	4020-6000
УБТС.2-203	-	-	4750-6400	6080-8200
УБТС.2-229	-	-	6540-8830	8380-11300
УБТС.2-254	-	-	7800-11700	10000-15000
УБТС.2-273	-	-	7800-11750	10000-15100
УБТС.2-299	-	-	7870-11810	10140-10220

Таблица 1

Рекомендуемые значения моментов крепления УБТ импортного производства (по стандарту АНИ)

Диаметр, мм		Типоразмер замкового соединения	Наименьший крутящий момент свинчивания, кг·м
наружный	внутренний		
79,4	31,8	NC-23	440
88,9	38,1	NC-26 (2 3/8 JF)	620
104,8	50,8	NC-31 (2 7/8 JF)	920
120,6	50,8	NC-35	1460
127	57,2	NC-38 (3 1/2 JF)	1730
152,4	57,2	NC-44	3150
-	71,4	-	2430
158,8	57,2	-	3150
-	71,4	NC-46 (4 JF)	3000
165,1	57,2	-	3780
-	71,4	-	3000
171,5	57,2	-	3780
177,8	57,2	NC-50 (4 1/2 JF)	5150
-	71,4	-	4330
203,2	-	NC-56	6470
-	76,2	-	6200
228,6	71,4	NC-61	9210
-	76,2	-	8950
241,3	76,2	75/8 Red	11860
254	-	NC-70	14210
279,4	-	NC-77	19310

Таблица 1

Периодичность дефектоскопии стальных бурильных труб и УБТ на буровой

Способ бурения	Глубина забоя скважины	Класс труб	Периодичность дефектоскопии, сутки	
			участки трубных резьб	зона сварочного шва труб ТБПВ, ТБПК
Турбинный	До 2500 м	1-2	90	120
	-	3	30	30
	2500-3500 м	1-2	60	120
	более 3500 м	1-2	45	90
Роторный и турбинно-роторный	До 2500 м	1-2	60	60
	до 2500 м	3	30	30
	2500-3500 м	1-2	45	60
	2500-4000 м	1-2	30	45
	4000-5000 м	1	30	45
	более 5000	1	20	45

Периодичность проверки бурильных труб и УБТ методом УЗД при бурении на Сибирской платформе

При роторном бурении:

- первая проверка – через 500 часов работы новых труб;
- вторая проверка – через 400 часов после первой проверки;
- третья проверка и все последующие – через каждые 300 часов работы.

При турбинном бурении:

- первая проверка – через 800 часов работы новых труб;
- вторая проверка – через 600 часов после первой проверки;
- третья проверка и все последующие – через каждые 500 часов работы.

При бурении скважин на Сибирской платформе глубиной более 3500 м, не зависимо от способа бурения, периодичность проверки УЗД производится через каждые 200 часов работы.

Таблица 1

Величины натяга и моментов крепления резьбовых соединений турбобуров

Тип резьбы		Натяг (зазор между торцами) при приложении момента 30 кгс·м (перед креплением), мм		Момент крепления резьбового соединения, кгс·м
типоразмер	конусность	максимальный	минимальный	
МК 66 х 6	1:16	1,6	1,4	900-1000
МК 75 х 6	1:16	1,6	1,4	900-1000
МК 80 х 6	1:16	1,6	1,4	1000-1200
МК 84 х 5,5	1:16	1,8	0,6	1100-1300
МК 84 х 6,0	1:16 ВТ	1,8	0,6	1100-1300
МК 90 х 6	1:16	1,8	0,6	1200-1400
	1:16 ВТ	1,8	0,6	1200-1400
МК 98 х 6	1:16	1,8	0,6	1400-1600
	1:16 ВТ	1,8	0,6	1400-1600
МК 110 х 6	1:16	1,8	0,6	1300-1500
	1:16 ВТ	1,8	0,6	1300-1500
	1:8	1,8	0,6	1300-1500
МК 116 х 6	1:16	1,8	0,6	1100-1200
	1:16 ВТ	1,8	0,6	1100-1200
МК 150 х 6	1:32	3,2	1,6	1600-1800
МК 156 х 5,5	1:32	3,5	1,9	1700-1900
РКТ 177 х 5,08	1:16	3,0	1,8	2500-2700
МК 195 х 6	1:32	4,6	3,0	3000-3200
РКТ 208 х 6,35	1:16	1,7	0,5	3200-3400
РКТ 218 х 6,35	1:16	3,9	1,9	3300-3500

Примечания. 1. Уменьшенный натяг является причиной расслабления резьбового соединения и последующей поломки; 2. Увеличенный натяг приводит к заеданию резьбы и промыву из-за неплотности торцов. Перед свинчиванием все резьбы турбобура должны быть смазаны смазкой Р-416.

Таблица 1

**Рекомендуемые значения моментов свинчивания замковых соединений
бурильных труб импортного производства
(по стандарту АНИ для 1 класса)**

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Момент свинчивания, кгс·м	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Момент свинчивания, кгс·м
88,9	6,45	E	880	127	9,19	E	2610
	9,35	E	1350		9,19	X-95	3090
	9,35	X-95	1410		9,19	G-105	3560
	9,35	G-105	1600		9,19	X-135	4390
	9,35	S-135	1830		9,19	S-135	5120
	11,40	E	1410		12,7	E	3090-4150
	11,40	X-95	1600		12,7	X-95	3950-4350
	11,40	G-105	1830		12,7	G-105	4390-4470
	11,40	S-135	2280		12,7	S-135	5370
	101,6	8,38	E		1730	139,7	9,17
8,38		X-95	1750	9,17	X-95		4470
8,38		G-105	2080	9,17	G-105		5000
8,38		E	2330	9,17	S-135		6100
8,38		X-95	2330	10,54	E		3900
8,38		G-105	2330	10,54	X-95		5110
8,38		S-135	2700	10,54	G-105		5110
8,38		S-135	2700	10,54	S-135		6030
114,3	8,56	E	2350				
	8,56	X-95	2730				
	8,56	G-105	2730				
	8,56	S-135	3100				
	10,92	E	2490-2840				
	10,92	X-95	3100-3210				
	10,92	C-105	3420-3090				
	10,92	S-135	4190				

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Основная

1. Осложнения и аварии при эксплуатации и ремонте скважин: учебное пособие / Г.П. Зозуля, А.В. Кустышев, В.П. Овчинников и др.: под ред. Г.П. Зозули. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – 372 с.
2. Сулейманов Э. Предупреждение и ликвидация аварий и осложнений при бурении скважин. Вопросы аварий и осложнений при бурении скважин. – 2012. – 208 с.
3. Фонтаноопасность при бурении, эксплуатации и ремонте скважин. – Краснодар: Просвещение-Юг.- Чабаяев Л.У., Чудновский Д.М., Хлебников С.Р., Аветисов А.Г., Зозуля Г.П. и др. 2009. PDF. 2,1 01-048.

Дополнительная

4. Булатов А.И., Пеньков А.И., Проселков Ю.М. Справочник по промывке скважин. – М.: Недра, 1984.– 317 с.
5. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению, том I и том II.– М.: Недра, 1996. – 245 с.
6. Шарифуллин Ф.М. Решение проблемы устойчивости ствола скважины при бурении на Талинском месторождении // Проблемы строительства нефтяных и газовых скважин. Краснодар, ВНИИКрнефть, 1990.
7. Допилко Л.И., Шарифуллин Ф.М., Мирошниченко Н.П. Физико-химические причины потери устойчивости ствола скважин при применении полимерных растворов. //Эффективность вскрытия и методов оценки сложнопостроенных продуктивных пластов при бурении и опробовании глубоких разведочных скважин. – Тюмень : ЗапСибБурНИПИ, 1990.
8. Допилко Л.И. Руководство по регламентированию и управлению свойствами полимерных буровых растворов, технологии предотвращения и ликвидации осложнений. – Киев : УкрГипроНИИнефть, 1993.
9. Курочкин Б.М., Горбунов И.В. Применение латексов и водных дисперсий резины для борьбы с осложнениями при бурении. – М.: ВНИИОЭНГ, 1986.
10. Курочкин Б.М., Прусова Н.Л. Гидромеханическое закупоривание проницаемых пород. – М.: ВНИИОЭНГ, 1986.
11. Ясов В.Г., Мыслюк М.А. Осложнения в бурении. – М.: Недра, 1991. – 334 с.
12. Временная инструкция по применению наполнителей для предупреждения и ликвидации поглощения бурового раствора при проводке скважин. РД 39-2-827-82. Б. Курочкин и др. – М., 1984.
13. Куксов А.К., Черненко А.В. Заколонные проявления при строительстве скважин. М., ВНИИОЭНГ, 1988. – (обзорная информация серии "Техника и технология бурения скважин").

14. Макеев Г.А. и др. Состояние работ по ограничению притоков воды на месторождениях Белоруссии //Нефтяное хозяйство. – 1984. – №5.
15. Цыбин А.А., Гайворонский А.А. Повышение качества разобщения пластов при креплении скважин в сложных геологических условиях. – М., ВНИИОЭНГ, 1983.(обзорная информация серии "Бурение", вып.21).
16. Сулейманов И.А. Причины заколонных проявлений и пути их предотвращения при креплении скважин на площади Мурадханлы. Бурение глубоких нефтяных и газовых скважин в Азербайджане. – Баку : АЗНИПИнефть, 1983.
17. Smith R.C. Checklist aids successful primary cementing – Oil and gas J/ - 1982. 1/XI. – Vol. 80, N 44. – P. 72, 74, 75.
18. Джабаров К.Л. Предупреждение межпластовых перетоков в скважине в периоды отсутствия циркуляции бурового раствора и ОЗЦ. – М.: ВНИИОЭНГ, вып.7, 1984. (НТИС. Серия "Нефтегазовая геология, геофизика и бурение").
19. Шахмаев З.М. Особенности технологии цементирования скважин при наличии проницаемости пластов с разными градиентами давления. – М., ВНИИОЭНГ, вып.3, 1984 (НТИС. Серия "Нефтегазовая геология, геофизика и бурение").
20. New technique to control annular gas migration after primary cementing – Oilweek. –1983. – Vol. 34, N 19. – P.12.
21. Габдрахманов А.Г., Асмоловский В.С., Плотников И.Г. О качестве цементирования скважин в условиях Арланского месторождения. //Нефтяное хозяйство, вып. 10, М., 1984.
22. Мавлютов М.П. Управляемая кольматация призабойной зоны пластов при бурении и заканчивании скважин //Нефтяное хозяйство, вып. 6, М., 1984.
23. Единые технические правила ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях. – М.: Миннефтепром, Мингазпром, Мингео, 1982.
24. Регламент по предупреждению аварий и брака при строительстве скважин. СТП 39-2.1-001-2002. – М.: Бургаз, 2002.
25. Инструкция по предупреждению искривления вертикальных скважин. РД 39-0148057-514-86. – М., 1986.
26. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. – М.: Недра, 1984.
27. Гоинс У.К., Шеффилд Р. Предотвращение выбросов. – М.: Недра, 1987.
28. Единые технические правила ведения работ при бурении скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях. – М.: ВНИИБТ, 1983.
29. Инструкция по раннему обнаружению газонефтеводопроявлений и их предупреждению. РД 32-2-803-82. – Краснодар: ВНИИКРнефть, 1983.

30. Куксов А.К., Бабаян Э.В., Шевцов В.Д. Предупреждение и ликвидация газонефтеводопроявлений при бурении. – М.: Недра, 1992.
31. Технология управления скважиной при газонефтеводопроявлениях в различных горно-геологических условиях. РД 39-0147007-544-87. – Краснодар: ВНИИКРнефть, 1988.
32. Кемп Г. Ловильные работы в нефтяных скважинах. Техника и технология. – М.: Недра, 1990.
33. Регламент на технологию бурения с промывкой азрированной водой с применением компрессорных установок, создающих рабочее давление свыше 10 МПа. – М., ВНИИБТ, 1981.
34. Дополнение к технологическому регламенту на бурение в условиях пластичного течения солей и рапопроявлений. – Волгоград, ВолгоградНИПИнефть, 1988.
35. Инструкция по расчету компоновок нижней части бурильной колонны. – М., МГП, 1988.
36. Методика расчета парка бурильных труб и специфицированной потребности в бурильных трубах для глубокого бурения. – Куйбышев: ВНИИТнефть, 1990.
37. Временная инструкция по расследованию и учету аварий при бурении скважин на нефть и газ. – Полтава, 1971.
38. Рекомендации по применению контролируемых способов изоляции поглощающих пластов в условиях равенства давления в системе скважина-пласт. – Волгоград : ВолгоградНИПИнефть, 1982.
39. Инструкция по борьбе с прихватами колонн труб при бурении скважин. – М.
40. Инструкция по методам контроля качества буровых растворов. – М., ВНИИБТ, 1972.
41. Инструкция по расчету бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин. – М., 1997.
42. Инструкция по определению конфигурации и объема ствола скважины по данным профилометрии. – Краснодар : ВНИИКРнефть, РД 39-2-234-79, 1979.
43. Инструкция по эксплуатации, ремонту и учету бурильных труб. – Куйбышев : ВНИИТнефть, 1990. (РД 39-013-90).
44. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин, НПО «Бурение», 2000 г. (РД 39-00147001-767-2000).
45. Инструкция по вскрытию продуктивного пласта с применением пен РД 39-1-71-78, ВНИИ. – М, 1978.
46. Инструкция по предупреждению и ликвидации осложнений, вызванных желобными выработками в скважине. – Краснодар : ВНИИКРнефть, 1975.
47. Инструкция по бурению нефтяных и газовых скважин алмазными буровыми инструментами. ВНИИБТ, РД 39-2-77-78. М., 1979.

48. ФНиП ПБ "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности...dwg.ru/dnl/12069. ПРИКАЗ от 12 марта 2013 года N 101.
49. Вяхирев Р.И., Кершенбаум В.Я. Международный транслятор-справочник ТРУБЫ НЕФТЯНОГО СОРТАМЕНТА. – М.: Наука и техника, 1997. – 400 с.
50. СТО Газпром 2-3.2-193-2008. Руководство по предупреждению и ликвидации газонефтеводопроявлений при строительстве и ремонте скважин.- 2008.- 80 с.
51. Инструкция по безопасности одновременного производства буровых работ, освоения и эксплуатации скважин на кусте. РД 08-435-02 в редакции от 18 июля 2011 года.
52. Рабиа Х. Технология бурения нефтяных скважин. Перевод с английского. – М., Недра, 1989 , 413 с.
53. Самотой А.К. Прихваты колонн при бурении скважин. – М., Недра, 1984, 204 с.
54. Осложнения и аварии в бурении. Методические указания к выполнению практических занятий и лабораторных работ по дисциплине «Осложнения и аварии в бурении» для студентов направления 130500.65 «Нефтегазовое дело» специальности 130504.65 «Бурение нефтяных и газовых скважин», и бакалавров направления 131000.62 по профилю «Бурение нефтяных и газовых скважин» всех форм обучения. Яковлев И.Г., Семенов Т.М. – Тюмень, ТюмГНГУ, 2013.- В 2-х частях.
55. Яковлев И.Г. Безглинистые буровые растворы с пониженной плотностью и показателями фильтрации. Oil & Gaz Eurasia. – 2007. - № 1. – С. 18 – 19.
56. Поляков В.Н., Вяхирев В.И., Ипполитов В.В. Системные решения технологических проблем строительства скважин. – М.: НЕДРА, 2003 – 204 с.
57. Инструкция по исследованию и изоляции пластов, поглощающих промывочную жидкость, при бурении скважин на нефтяных месторождениях Татарской АССР Г.С. Абдрахманов, Р.Т. Хабибуллин, К.В. Мелинг и др. – Бугульма., ОНТИ ТатНиПинефть, 1978 – 78 с.
58. Инструкция по технологии управляемой кольматации проницаемых пород при бурении и заканчивании скважин: РД 51-III-86. – М., 1986 – 20 с.
59. Мавлютов М.Р., Акчурин Х.И., Соломенников С.В., Туровский Н.П. и др. Воздействие на твердые частицы бурового раствора при кольматации стенок скважин. – М., НЕДРА, 1997 – 129 с.

Учебное издание

Яковлев Игорь Григорьевич
Овчинников Василий Павлович
Семененко Анастасия Федоровна
Семененко Татьяна Михайловна

**ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ,
АВАРИЙ И БРАКА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН**

В авторской редакции

Дизайн обложки А. В. Клеменко

Подписано в печать 04.02.2014. Формат 60х90 1/16. Усл. печ. л. 9,75.
Тираж 110 экз. Заказ № 207.

Библиотечно-издательский комплекс
федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего профессионального образования
«Тюменский государственный нефтегазовый университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.