



УДК 622.248.56

## ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ С ОБСАДНЫМИ КОЛОННАМИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН



### PREVENTION AND ELIMINATION OF ACCIDENTS WITH CASING STRINGS DURING WELL CONSTRUCTION

**Меринов Иван Андреевич**

главный специалист,  
Управление по организации и контролю  
бурения скважин на месторождениях и ПХГ,  
ООО «Газпром инвест»  
Ivanmerinov@bk.ru

**Савенок Ольга Вадимовна**

доктор технических наук,  
профессор кафедры нефтегазового дела  
имени профессора Г.Т. Вартумяна,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
olgasavenok@mail.ru

**Аннотация.** В статье рассматриваются вопросы, связанные с авариями, произошедшими с обсадными колоннами при строительстве скважин. Подробно описаны виды аварий и причины их возникновения (прихваты бурильного инструмента; аварии с долотом; аварии с забойными двигателями; аварии при креплении; аварии при цементировании). Указаны факторы, способствующие возникновению аварий. Приведены меры предупреждения аварий с обсадными колоннами и пути их ликвидации.

**Ключевые слова:** виды аварий и причины их возникновения; прихваты бурильного инструмента; факторы, способствующие возникновению аварий; аварии с обсадными колоннами; предупреждение аварий с обсадными колоннами.

**Merinov Ivan Andreevich**

Chief specialist of the office  
for organization and control of well drilling  
on the fields and underground gas storages,  
LLC «Gazprom invest»  
Ivanmerinov@bk.ru

**Savenok Olga Vadimovna**

Doctor of Technical Sciences,  
Professor of oil and gas engineering  
department named after  
professor G.T. Vartumyan,  
Kuban state technological university  
olgasavenok@mail.ru

**Annotation.** The article discusses issues related to accidents that occurred with casing strings during well construction. The types of accidents and the reasons for their occurrence are described in detail (seizures of a drilling tool; accidents with a chisel; accidents with downhole motors; accidents during fastening; accidents during cementing). The factors contributing to the occurrence of accidents are indicated. Measures to prevent accidents with casing strings and ways to eliminate them.

**Keywords:** types of accidents and their causes; hooks of the drilling tool; factors contributing to the occurrence of accidents; casing string accidents; casing accident prevention.

## Введение

Развитие нефтегазодобывающей промышленности существенно зависит от темпов бурения скважин. Последние значительно сдерживаются авариями и осложнениями, на ликвидацию которых затрачивается 10–12 % общего времени, затрачиваемого на бурение скважин.

Буровые организации оснащаются современными буровыми станками, оборудованием, инструментами и приборами. Для осуществления бурения скважин разработаны технологические процессы, обеспечивающие строительство скважин глубинами 7–12 тыс. м. Однако современная техника и технология в процессе бурения используются не всюду правильно, что иногда приводит к нарушениям нормального цикла бурения и возникновению аварий и осложнений. Освоение новых площадей часто сопровождается осложнениями, вызванными незнанием особенностей горно-геологических условий этого региона.

Проблема предотвращения аварий и осложнений по-прежнему актуальна. Решение её позволило бы сэкономить значительные средства, сократить время бурения скважин, повысить технико-экономические показатели.

Необходимо помнить, что беспечность и пассивность в работе исполнителя – источник аварии. От квалифицированной работы рабочих в первую очередь зависят безаварийное бурение нефтяных и газовых скважин и исключение осложнений.

### Виды аварий и причины их возникновения

Аварии в бурении, представляющие собой нарушение нормального процесса проводки скважин, приводят к значительным затратам времени и средств, нанося тем самым наибольший материальный ущерб.



Аварии делят на следующие виды:

#### 1. Прихваты бурильного инструмента

Прихватом следует считать непредвиденный при сооружении скважины процесс, характеризующийся потерей подвижности колонн труб или скважинных приборов, который не восстанавливается даже после приложения к нему максимально допустимых нагрузок (с учётом запаса прочности). Как показывают промысловые данные, на Приобской площади наиболее частыми видами аварий являются прихваты бурильного инструмента. Из числа известных видов прихватов по физической однородности вероятных причин их возникновения можно объединить в три категории:

I – прихват под действием перепада давления;

II – заклинивание колонны труб при движении в стволе;

III – прихват из-за сужения сечения ствола скважины, оседания шлама, течения пород, сальникообразований.

Основными причинами прихватов инструмента на Приобской площади являются:

1) прихваты вследствие заклинивания низа колонны труб характерны для зон сужения ствола скважин, вызванных сработкой долот по диаметру в твёрдых породах, для интервалов резкого изменения направления оси ствола скважины, а также для интервалов интенсивного нарастания фильтрационной корки, обвалообразования. Как правило, такие прихваты происходят при спуске;

2) прихваты вследствие сальникообразований возникают в основном при разбуривании глинистых отложений или хорошо проницаемых горных пород, на которых формируется толстая и рыхлая фильтрационная корка. Обычно в этом случае циркуляция теряется почти или полностью;

3) прихваты вследствие нарушения устойчивого состояния пород приурочены к интервалам обвалообразований и осыпей;

4) прихваты, происшедшие вследствие нарушения режима промывки, характеризуются постепенным повышением давления при промывке, появлением затяжек, постепенным прекращением циркуляции.

Одной из причин подобных аварий являются промывки в колонне труб (нарушение герметичности бурильной колонны).

#### 2. Аварии с долотом

Аварии с долотом бывают двух видов: отвинчивание долота и поломка их (разрушение долота и оставление деталей на забое). Отвинчивание происходит в результате нарушения правил крепления и спуска долота в скважину.

Причины разрушения долота могут быть самыми разнообразными: передержка долота на забое, удар долота о забой или уступ в скважине, несоответствие типа долот проходным породам, дефекта в изготовлении, повреждения из-за небрежного хранения или транспортировки. Большую роль в профилактике аварий с долотами играет правильный подбор долота в соответствии со свойствами проходных пород и наиболее рациональная его отработка. Серьёзное внимание нужно уделять вопросам контроля качества изготовленных долот до начала их использования, условиям хранения и транспортирования.

#### 3. Аварии с забойными двигателями

Для применяемых конструкций забойных двигателей наиболее характерны аварии следующих видов: поломка корпуса двигателя по телу, срыв резьбы переводника, отвинчивание ниппеля, узлов турбобуров (вала, вала со статорами), отвинчивание и оставление шпинделя, слом переводника, слом вала.

Все аварии происходят преимущественно в результате несвоевременного контроля, некачественного ремонта, неграмотной эксплуатации забойных двигателей. Поэтому профилактика аварий с забойными двигателями должна заключаться, прежде всего, в выполнении установленных норм эксплуатации, контроля и ремонта.

#### 4. Аварии при креплении

Основными видами при креплении скважины являются аварии при спуске обсадной колонны, порыв колонны по телу, падение колонны в скважину, смятие колонны, недохождение колонны до заданной глубины, аварии при цементировании скважин.

Причинами возникновения подобных аварий могут быть:

- недостаточная и неправильная подготовка ствола скважины;
- применение недоброкачественных обсадных труб;
- неправильный выбор компонентов для приготовления тампонажного раствора или плохая его подготовка.

#### 5. Аварии при цементировании

При цементировании обсадных колонн имеют место аварии и осложнения, происходящие по следующим причинам:

1) использование тампонажного цемента, качество которого не удовлетворяет забойным условиям;



- 2) не точное определение расчётных величин;
- 3) халатное отношение к организации работ в процессе подготовки и проведения цементировочных работ.

### **Факторы, способствующие возникновению аварий**

Факторы, способствующие возникновению аварий в бурении, могут быть разделены на три группы:

1. Неблагоприятные горно-геологические условия бурения (*природный фактор*).
2. Несовершенство и различные нарушения технологического ведения буровых работ (*технологический фактор*).
3. Несовершенство организации буровых работ и отступления от правил, инструкции эксплуатации буровой техники и инструмента (*организационно-технические факторы*).

Опыт показывает, что неблагоприятные горно-геологические условия бурения скважин могут являться только предпосылкой возникновения некоторых видов аварий, но не служат фактором, определяющим неизбежность аварий. обстоятельное изучение и прогнозирование природных аномалий позволит своевременно корректировать соответствующую технологию бурения, что позволит избежать аварии при проводке скважин.

Аварийность также резко уменьшится с ростом общего уровня знаний и специальной технологической подготовки работников всех звеньев бурового предприятия. Повышение производственной дисциплины, а также совершенствование технологии бурения и культура производства в свою очередь будут служить залогом успеха.

### **Аварии с обсадными колоннами**

Как показывает анализ промыслового материала по Нефтеюганскому УБР Приобской площади за последние годы, из общего числа аварийных ситуаций 9 % приходится на аварии с обсадными колоннами, поэтому данному виду аварий необходимо уделить повышенное внимание.

Крепление скважин обсадными колоннами – сложный и дорогостоящий процесс, поэтому любые нарушения нормального процесса крепления приводят к значительным затратам времени и средств, нанося тем самым большой материальный ущерб.

При креплении скважин встречаются следующие группы аварий:

#### *Прихваты обсадных колонн*

Аварии этой группы происходят в интервалах геологического разреза, представленного неустойчивыми породами (глинами, песчано-глинистыми, хемогенными, илистыми породами, аргиллитами или переслаиванием перечисленных пород), бурение в которых сопровождается сужением ствола или обвалом пород.

Следует обратить внимание на частые случаи аварий с колонной-кондуктором. Только за два года известны 3 случая прихватов и разъединения резьбовых соединений. Малая длина и кажущаяся простота функций ведут к несоблюдению требований безаварийной работы в процессе бурения, спуска и цементирования кондуктора, что нередко приводит к тяжёлым последствиям.

#### *Обрывы колонн по резьбовым соединениям труб*

Разъединение труб обсадной колонны по резьбовым соединениям – распространённая группа аварий при креплении скважин. Наибольшее число их происходит в соединении трубы с муфтой, выполняемом буровой бригадой. В соединениях, выполненных на заводе, также случается вырыв труб из муфты.

В основном обрыву обсадной колонны в резьбовом соединении предшествует расхаживание колонны, так произошёл прихват на скважине № 8166. При спуске кондуктора диаметром 324 мм, в момент промывки произошёл прихват колонны под действием перепада давления либо заклинивание. При этом усилия при расхаживании были в пределах допустимых норм, но достигали значительных величин, в результате произошёл обрыв по рабочему соединению. Как позднее установила аварийная комиссия, ствол скважины не был хорошо подготовлен к спуску колонны, а профиль скважины не соответствовал проекту.

Смятие колонны и разрушение обратного клапана происходит из-за несвоевременного заполнения колонны жидкостью, занижения прочности против расчётных данных при компоновке колонны, резких ударов об уступы при спуске, обрушения и сдвигов пластов до цементирования колонны. В зависимости от сложившихся обстоятельств трубы сминаются по-разному. Отдельные технологические упущения приводят к возникновению наружного избыточного давления, которое вызывает смятие обсадной колонны. Так, на скважине № 7818 Приобской площади произошло смятие трубы при спуске колонны с последующим разъединением по рабочему соединению. Спуская колонну диаметром 177,8 мм, на глубине 1991 м колонна дала посадку и раздался хлопок. Циркуляцию восстановить не удалось. При



расхаживании с целью освобождения на колонну была создана нагрузка, превышающая прочностные характеристики материала труб, что привело к разрушению по телу; подняли верхнюю часть колонны. Аварию удалось устранить путём частичной ликвидации ствола скважины.

Разрушение обсадных труб по телу происходит, как правило, в результате механического воздействия на них в уже зацементированной колонне. Трубы таких колонн разрушаются при разбурировании цементных стаканов без предварительного удаления кусков металла от узлов оснастки вышестоящей секции (стыковочных устройств, обратных клапанов), а также предметов, случайно упавших через устье в скважину.

Падения обсадных колонн происходят в результате неисправностей замков элеватора, из-за их самопроизвольного открытия при неожиданной остановке колонны на уступе в скважине. Типовая схема аварии при этом такова: когда обсадная колонна останавливается на уступе, элеватор по инерции опускается вниз, защёлка поднимается и элеватор открывается. При этом колонна срывается с уступа и падает в скважину. Аналогичный вид аварии произошёл на скважине № 8823, для ликвидации успешно провели ловильные работы и продолжили дальнейший спуск. Беспечность и пассивность исполнения порученной работы и несоблюдение инструкций по эксплуатации механизмов привело к данному виду аварии.

Неосторожная работа двумя элеваторами при спуске колонн также приводит к аварии. Так, при спуске колонны (скважина № 6432) элеватор, на котором подвешена колонна, был установлен на роторе защёлкой в сторону порожнего элеватора. После переброски штропов порожний элеватор при подъёме зацепил за защёлку элеватора, на котором была подвешена колонна, сломал её, элеватор раскрылся, и колонна упала в скважину.

В соответствии с действующими инструкциями, уложенные на стеллажи трубы необходимо, помимо других видов проверок, прошаблонировать (протопнуть через них шаблон). В последующем перед закреплением трубы в элеваторе просмотреть, не находится ли внутри трубы какой-либо предмет. Это правило часто нарушается. Трубы дополнительно не шаблонятся перед их спуском, а известны случаи оставления шаблона в обсадной колонне (скважина № 8166), что и приводит к авариям.

#### *Недохождение колонны до заданной глубины*

Этот вид аварии может быть вызван неудовлетворительным выполнением профиля ствола и подготовки скважины к спуску, что особенно важно при спуске колонн большого диаметра.

Для обеспечения нормального прохождения колонны по стволу скважины необходимо:

- интервал разных перегибов и сужений ствола проработать с особой тщательностью;
- не допускать ухудшения качества промывочной жидкости по сравнению с тем, какое по окончании проходки ствола;
- подготовку ствола скважины производить в полном объёме согласно плану.

Этот вид аварии произошёл на скважине № 8823. При спуске обсадной колонны диаметром 177,8 мм в момент промывки на глубине 2109 м произошёл её прихват. После установки нефтяной ванны при расхаживании произошёл обрыв обсадной колонны по рабочей резьбе. Оборванная часть колонны не дошла до забоя 199 м. Авария была ликвидирована путём соединения с оставшейся частью, и скважину зацементировали. Причинами прихвата обсадной колонны явились некачественный профиль скважины к спуску труб диаметром 177,8 мм и отсутствие действенных смазочных средств для обработки бурового раствора.

Завершающий этап крепления скважины – цементирование. От качества цементирования зависит состояние эксплуатируемой колонны и дальнейшее углубление скважины. Цементирование колонны – это один из сложнейших этапов проводки скважины, для выполнения которого заняты различные службы и множество агрегатов и специальных машин, а также большое число специалистов и рабочих. Точное соблюдение плана по подготовке скважины, оборудования и технологии цементирования – залог успеха в выполнении работ по цементированию.

Вследствие нарушений возникает необходимость в сложных ремонтных работах, связанных либо с некачественным разобщением пластов, либо с оставлением тампонажного раствора в колонне.

#### **Предупреждение аварий с обсадными колоннами**

Дефекты труб являются основной причиной аварий с обсадными колоннами. По происхождению дефекты труб можно подразделить на 3 группы.

- 1) дефекты металлургического производства – заслои, плены, трещины, несоблюдения требований ГОСТ по прочностным показателям, геометрическим размерам и др.;
- 2) дефекты, явившиеся результатом несоблюдения правил погрузки, разгрузки и хранения обсадных труб;
- 3) дефекты, появившиеся при креплении скважин обсадными колоннами и после завершения этого процесса.

Дефекты по первым двум группам выявляют в результате тщательного наружного осмотра, опрессовки и шаблонирования каждой трубы, а в ряде случаев – с помощью дефектоскопии.



В США, например, применяют ряд методов, направленных на выявление дефектов труб, причём наиболее широкое применение нашли:

- магнитоскопический метод, заключающийся в использовании намагниченных порошков (наличие дефекта устанавливают по отсутствию линий магнитного поля, которые образует порошок, нанесённый на наружную поверхность трубы);
- метод «проникновения», основанный на заполнении микротрещин флюоресцирующей или радиоактивной краской, нанесённой на поверхность трубы (после очистки поверхности трубы трещины отчётливо видны даже невооружённым глазом);
- рентгеновские исследования и использование проникающих излучений радиоактивных изотопов, что позволяет получить наиболее полное представление о пригодности труб;
- ультразвуковой метод, позволяющий выявлять трещины, заслои, неметаллические включения и другие дефекты.

Дефектоскопия даёт наиболее объективные данные о пригодности каждой трубы для спуска в скважину. В связи с этим должны быть ускорены работы по конструированию дефектоскопов, обладающих необходимой разрешающей способностью и быстродействием.

Дефекты третьей группы связаны с нарушением наружной и внутренней поверхности, а также с коррозией обсадных труб.

Наружная поверхность труб при спуске их в скважину чаще всего повреждается плашками ключей или клиновых захватов, а также в результате попадания в затрубное пространство посторонних металлических предметов.

Исследование поднимаемых из скважины обсадных колонн и отдельных труб, замеры специальными приборами внутреннего диаметра обсадных колонн, спущенных в скважины, указывают на наличие износа труб по внутренней их поверхности. Этот износ возникает в результате воздействия замковых соединений бурильных колонн, долот, ловильного инструмента, каротажного кабеля, гидроабразивного размыва и других причин.

Случаи повреждения обсадных труб при спуске их в скважину довольно часты. Они связаны с тем, что прочность труб, изготовленных из стали марок Е, а также N-80, P-105 и более высокой прочности, при наличии на их поверхности насечек, рисок, надрезов резко снижается. Обусловлено это тем, что в зоне указанных нарушений поверхности труб происходит концентрация напряжений и последующее хрупкое разрушение металла. Исследования случаев нарушения целостности труб по указанной причине показали, что опасные дефекты возникают вследствие применения недопустимо высоких крутящих моментов при докреплении резьбовых соединений, а также использования сухарей, плашек, ключей и клиновых захватов, из-за конструкции насечек которых образуются риски и надрезы.

Предупреждение аварий, связанных с дефектами, появляющимися при свинчивании труб, заключается в контроле с помощью приборов за величиной крутящего момента, которая должна находиться в обусловленных пределах, а также в использовании сухарей, плашек ключей и клиновых захватов, конструкция насечек которых обеспечивает точечный контакт с телом трубы.

До сих пор имеют место случаи срыва резьбовых соединений и падения обсадных колонн в скважину в результате свинчивания нецентрируемых между собой труб, навинчивания сильно раскачивающейся трубы или трубы с искривлением, превышающим допустимое, установленное ГОСТ 632-64. Аварии подобного рода можно предупредить путём организации тщательного контроля за правильностью выполнения всех операций при спуске обсадных колонн.

В процессе спуска тяжёлых обсадных колонн при подвеске их на элеваторах сжатая муфта деформируется в поперечном или продольном направлении. Такая деформация муфты вызывает появление овальности, особенно большой в зоне её верхнего торца. Эксперименты показали, что это может быть причиной негерметичности резьбового соединения. Для предупреждения таких явлений рекомендуется докреплять резьбовые соединения в скважине сразу после проведения операции по цементированию обсадной колонны. Следует также иметь в виду, что при недостаточном докреплении соединений нижняя часть обсадной колонны может отвернуться, в результате чего возникнет аварийная ситуация.

В зарубежной практике нашли широкое применение разъёмные и неразъёмные предохранительные кольца, либо зафиксированные на трубах, либо способные вращаться и перемещаться в пределах трубы. Практика показывает, что особенно большой износ труб за счёт их истирания наблюдается в устьевой части обсадной колонны.

Для предупреждения аварий, связанных с износом устьевой части колонны, можно, например, устанавливать толстостенные трубы (из трубных заготовок). Для предупреждения аварий, связанных с износом внутренней поверхности обсадных колонн при бурении глубоких скважин, следует производить смену верхней секции, которую не цементируют и по мере износа извлекают и заменяют. Одновременно в связи с односторонним износом обсадных труб, обусловленным искривлением ствола и рядом других причин, можно применить способ распределения износа колонны по её периметру за счёт поворота верхней, сменной секции обсадной колонны в специальном переводнике. Этот способ позволяет повысить надёжность и долговечность работы обсадной колонны.



*Смятия обсадных колонн в результате пластического течения горных пород и воздействия на колонны полного горного давления*

Предупреждение таких аварий заключается в своевременном выявлении в разрезе зон, характеризующихся развитием пластического течения пород, и креплении их обсадными трубами, прочность которых должна обеспечивать устойчивость при воздействии на обсадную колонну полного горного давления.

Из промышленной практики известно, что в процессе спуска отмечают случаи недоведения обсадных колонн до намеченной глубины вследствие их прихвата. Во многих случаях обсадные колонны в процессе их спуска останавливаются на различных глубинах, причём в большинстве случаев обсадные колонны не удаётся освободить.

Основная причина, по которой происходят прихваты, заключается в том, что эффективный диаметр ствола скважины меньше диаметра обсадной колонны. Это является следствием резких перегибов ствола скважины на отдельных участках и образования участков ствола спиральной формы, что связано с использованием в компоновке низа буровой колонны (КНБК) только УБТ круглого сечения.

Эффективный диаметр ствола скважины  $D_{эф}$  при использовании УБТ круглого сечения определяют из соотношения:

$$D_{эф} = \frac{D_{дол}}{D_{УБТ}}$$

где  $D_{дол}$  – диаметр долота, мм;  $D_{УБТ}$  – диаметр УБТ, мм.

В результате неточной оценки фактического состояния скважин в ряде случаев для проработки (шаблонирования) стволов используют малоэффективные КНБК.

По мере увеличения диаметров обсадных колонн (особенно при диаметре 273 мм и более) трудности доведения их до обусловленных глубин возрастают. Это, с одной стороны, связано со значительным ростом жёсткости колонн, а с другой – с полной неупорядоченностью в выборе КНБК как при бурении, так и при подготовке ствола скважины к спуску обсадной колонны. Так, было выявлено 13 типов КНБК, используемых при проведении этих работ. Такое разнообразие вариантов КНБК дало возможность сделать обоснованные выводы относительно наиболее эффективных компоновок.

Прохождение обсадных колонн по стволу скважины зависит от их жёсткости. Таким образом, для беспрепятственного спуска обсадной колонны на заданную глубину при прочих равных условиях необходимо, чтобы жёсткость КНБК была не ниже жёсткости колонны обсадных труб.

Обычно при расчётах для оценки жёсткости КНБК и обсадной колонны используют их отношение:

$$\frac{(EJ)_{УБТ}}{(EJ)_{обсадной\ колонны}} = m$$

Для решения вопроса о необходимости стабилизации КНБК разработана номограмма (рис. 1).

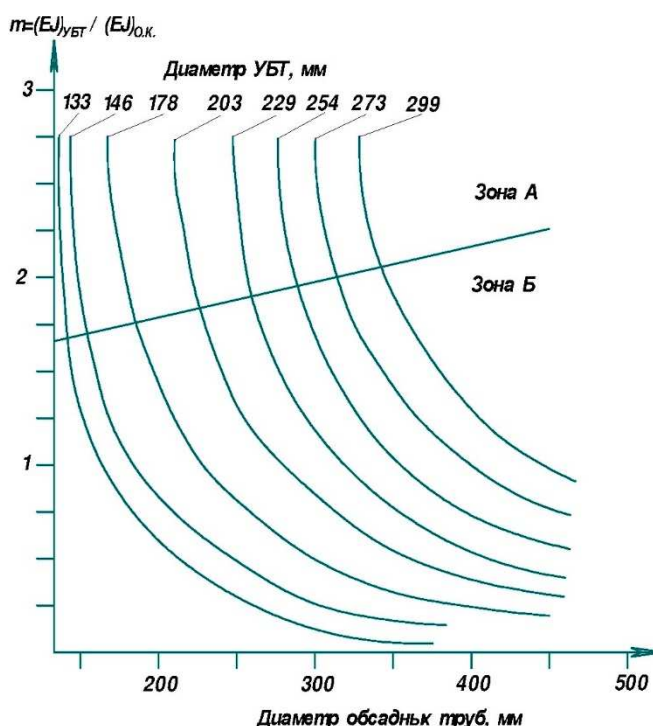


Рисунок 1 – Номограмма для определения необходимости стабилизации низа буровой колонны



Если показатель  $m$ , определённый для конкретных условий, будет находиться в зоне А номограммы, стабилизировать КНБК не надо, а при нахождении его в зоне Б стабилизация КНБК обязательна.

При принятии за основу математической модели с заземлённым одним концом, в результате расчётов были определены наиболее эффективные КНБК (рис. 2).

Решение вопроса о выборе конкретного типа КНБК заключается в определении величины  $m$  для применяемого диаметра УБТ и диаметра намеченной к спуску обсадной колонны и нахождение по номограмме (см. рис. 1) зоны, в которой находится найденная величина  $m$ . Если данная  $m$  располагается в зоне А номограммы, применяют КНБК I типа, а если Б – II типа (см. рис. 2).

Причиной недоведения обсадных колонн до заданной глубины является неудовлетворительное шаблонирование ствола, так как во многих случаях подготовка ствола скважины к спуску обсадных колонн состоит лишь в спуске долота на бурильных трубах с УБТ.

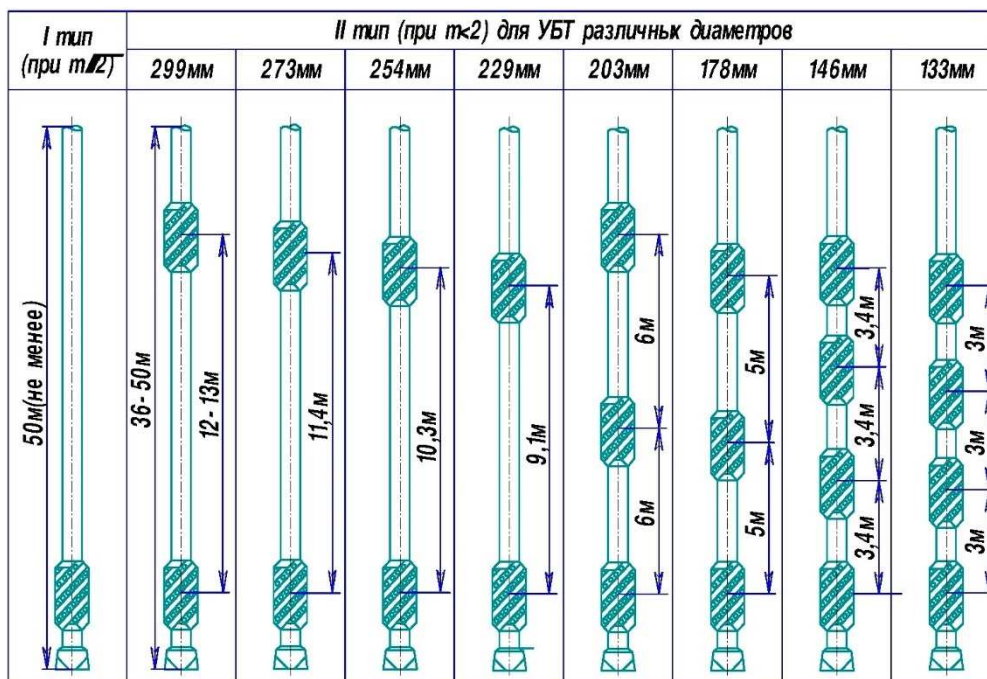


Рисунок 2 – Различные компоновки низа бурильной колонны

Для уменьшения случаев недоведения до заданной глубины обсадных колонн, в частности, хвостовиков, из-за прихвата их под действием перепада давления за рубежом успешно используют трубы со спиральными канавками на наружной поверхности.

Согласно имеющимся данным, применение колонны труб со спиральными канавками в качестве хвостовика позволяет существенно уменьшить площадь поверхности контакта труб со стенками скважины (примерно на 50 %). Благодаря этому, можно:

- значительно сократить число прихватов под действием перепада давления;
- существенно повысить качество цементирования за счёт лучшего распределения цементного раствора в затрубном пространстве и возможности расхаживания хвостовиков;
- осуществлять спуск хвостовиков большего наружного диаметра, чем предусматривалось ранее, как в вертикальные, так и в скважины с большим углом наклона.

Одной из причин аварий с обсадными колоннами является низкое качество их цементирования, заключающееся в плохой изоляции нефтегазо- и водоносных пластов и в возникновении вследствие этого перетоков флюидов, а иногда и межколонных проявлений. Если при этом в пластовых флюидах содержатся коррозионные примеси, например, сернистые соединения, происходит интенсивная коррозия металла труб на участках перетока. В связи с этим мероприятиям, проводимым с целью повышения качества цементирования, должно быть уделено особое внимание.

Следует также иметь в виду, что при большой разности между температурой в скважине и температурой продажной жидкости вследствие её нагрева давление в обсадной колонне после цементирования может повыситься сверх допустимого. Для предупреждения нарушения целостности колонны обсадных труб под воздействием этого давления необходимо полностью сбрасывать давление в колонне, если прочность и герметичность обратного клапана допускают это, или систематически сбрасывать давление через один из кранов, установленных на цементировочной головке.





Все работы по креплению скважин следует производить в соответствии с требованиями технологического регламента по креплению нефтяных и газовых скважин и других действующих инструкций.

Особое внимание необходимо обратить на выполнение нижеприведённых требований, несоблюдение которых приводит к частым авариям, осложнениям и некачественному разобщению продуктивных горизонтов.

Подготовку ствола скважины к спуску колонны, спуск колонны и цементирование надо производить по индивидуальным планам, утверждённым главным инженером и главным геологом УБР.

До начала работ по подготовке скважины к спуску обсадной колонны необходимо проверить состояние вышки и другого оборудования, а также агрегатов буровой установки. При необходимости следует произвести ремонт и замену неисправного инструмента и оборудования.

Буровые насосы, нагнетательные линии с запорной арматурой и система очистки промывочной жидкости должны обеспечивать его бесперебойную подачу и очистку на различных режимах промывки скважины. Приёмные ёмкости следует очистить от шлама и грязи.

В качестве дополнительного средства для герметизации устья на буровой необходимо иметь бурильную трубу под соответствующий диаметр плашек превентора, которая должна быть снабжена шаровым обратным клапаном и переводником для соединения с обсадной колонной.

Также надо проверить исправность и точность показаний индикаторов веса, моментометров и других контрольно-измерительных приборов, при необходимости их следует заменить.

Подготовленные и проверенные калибрами и шаблонами, а также гидравлическим испытанием согласно требованиям Инструкции по испытанию скважин на герметичность и обмером на трубных базах, трубы на буровой подвергают наружному осмотру, повторному шаблонированию, проверке соответствия их сертификату и заводской маркировке, после чего их укладывают в порядке очередности спуска на мостки (табл. 1).

**Таблица 1** – Размеры шаблонов

Диаметр обсадных труб, мм	Длина шаблона, мм	Наружный диаметр шаблона, мм
114–219	150	111–216
245–340	300	241–336
407	300	402

Обсадные трубы, доставленные на буровую, должны соответствовать прочностному расчёту и иметь заводской сертификат, а также заводскую маркировку, подтверждающие их соответствие требованиям ГОСТа.

Проверка, опрессовка, сборка и компоновка технологической оснастки должны осуществляться в соответствии с требованиями инструкций по эксплуатации, паспортных характеристик и планов работ на крепление скважин.

В процессе спуска бурильной колонны при последнем рейсе долота производят контрольный замер её длины. Результаты контрольного замера необходимо отразить в буровом журнале и суточном рапорте бурового мастера.

При проведении последнего рейса долота следует привести параметры промывочной жидкости в скважине и запасных емкостях в соответствие с требованиями ГТН. При этом должна быть замерена температура циркулирующего бурового раствора.

До начала подготовки ствола скважины к спуску обсадной колонны необходимо выполнить комплекс заключительных геофизических исследований, по результатам которых надо откорректировать глубину установки башмака обсадной колонны, интервалы сужений ствола, объём скважины, интервалы и места установки элементов технологической оснастки.

Ствол скважины прорабатывается в интервалах сужений и калибруется на глубину спуска обсадной колонны компоновками инструмента, обеспечивающими проходимость обсадной колонны.

После калибровки ствол скважины должен быть промыт до полной очистки от шлама и достижения стабильности технологических параметров бурового раствора. Интенсивность промывки определяется временным руководством по промывке скважин перед спуском обсадных колонн и перед цементированием. При этом во избежание прихвата обсадной колонны от перепада давления в период технологически необходимых остановок плотность бурового раствора должна обеспечивать минимально допустимую репрессию на стенки скважины.

Обсадную колонну спускают под руководством ответственного инженерно-технического работника УБР. Отступление от плана спуска обсадной колонны или выполнения работ, не предусмотренных планом, не допускается без согласования с лицами, его утвердившими. Обсадные колонны должны спускаться с помощью клиновых захватов (спайдеров) или клиньев для обсадных труб, позволяющих докреплять резьбовые соединения в процессе спуска.





Для обеспечения герметичности резьбовых соединений обсадных колонн применяют следующие специальные смазки:

- для высокотемпературных скважин (100–200 °С) применяют смазку Р-402 (ТУ-38-1-112-67), разработанную во ВНИИГАЗ;
- для скважин с температурой до 100 °С рекомендуется смазка Р-2 МВП (ТУ 38-101-332-76).

Для обеспечения качественного крепления скважин и разобщения горизонтов в компоновку спускаемых колонн в обязательном порядке включают технологическую оснастку (башмак с направляющей насадкой, обратный клапан типа ЦКОД, стоп-кольцо, центраторы, скребки, турбулизаторы, заколонные пакеры и другие устройства). Число и глубина установки указанных устройств определяются для каждой скважины в отдельности технологической службой экспедиции и указываются в плане работ на крепление скважины.

Трубы свинчивают круговым ключом, резьбовые соединения закрепляют машинными ключами. Крутящий момент свинчивания контролируют по моментомеру с регистрирующим прибором.

Для толстостенных труб ( $\delta = 12$  мм) из стали группы прочности более Е момент свинчивания увеличивается дополнительно на 25 %.

При использовании обратных клапанов, которые не обеспечивают самозаполнения колонны жидкостью, необходимо регулярно доливать буровой раствор через определённое число спущенных труб, установленное расчётным путём и указанное в плане работ по креплению скважины.

В процессе спуска колонны нужно непрерывно наблюдать за характером вытеснения бурового раствора из скважины. В случае возникновения поглощения и падения уровня жидкости в затрубном пространстве необходимо непрерывно заполнять его буровым раствором.

Для предотвращения прихвата обсадной колонны в процессе заполнения её жидкостью, восстановления циркуляции и промежуточных промывок колонну необходимо держать на весу и периодически расхаживать.

Во избежание смятия обсадных труб, гидроразрыва пород и поглощения промывочной жидкости скорость спуска колонны в скважину должна быть равномерной и определена расчётным путём. Расчёт прилагается к плану работ на крепление скважины.

Верхние концы потайных и нижних секций колонн должны размещаться над зонами осложнений и интервалами зарезки вторых стволов в устойчивых породах, не имеющих каверн и желобных выработок.

Бурильные трубы, используемые при креплении, должны быть проверены на прочность расчётным путём в соответствии с существующей методикой, опрессованы на полуторакратное давление от максимально ожидаемого при креплении скважины, но не превышающее допустимое для данного типоразмера труб; прошаблонированы по минимальному внутреннему диаметру и проверены наружным осмотром.

Хвостовики и секции обсадных колонн должны подвешиваться в стволе скважины и цементироваться в этом состоянии, чтобы избежать изгиба. Разгрузка секций колонны и хвостовика на забой или на ранее спущенную часть обсадной колонны запрещается до окончания срока ОЗЦ.

Спуск хвостовиков и секций обсадных колонн, как правило, должен осуществляться на разъединителях, обеспечивающих вращение верхней части бурильного инструмента во избежание его прихвата в открытом стволе скважины.

Скорость спуска потайных нижних секций колонн на бурильных трубах не должна превышать расчётной скорости спуска обсадных труб, а заполнение их промывочной жидкостью должно производиться в сроки, указанные в плане работ на крепление скважины.

Рецептуру тампонажных растворов для конкретных скважин подбирают в производственных лабораториях. При этом в обязательном порядке особое внимание обращают на совместимость тампонажного раствора с буферной и промывочной жидкостями, применяемыми в процессе бурения.

Время начала схватывания цементного (тампонажного) раствора должно в 1,5–2 раза превышать время, необходимое для цементирования.

Чтобы обеспечить наиболее полное замещение бурового раствора в затрубном пространстве цементным раствором, плотность последнего должна быть больше плотности бурового раствора не менее чем на 0,2 г/см<sup>3</sup>.

Тампонажные материалы, необходимая техника и оборудование должны быть доставлены на буровую с таким расчётом, чтобы произвести цементирование скважины сразу же после допуска колонны, промывки и приведения параметров промывочной жидкости в скважине в соответствие с ГТН и планом работ на крепление. Время, необходимое для промывки скважины, в каждом конкретном случае определяется ответственным руководителем работ по спуску колонны, но оно должно быть не менее одного цикла.

Во время промывки и выравнивания раствора обсадная колонна должна находиться в подвешенном состоянии и периодически расхаживаться.

Контроль и управление процессом цементирования обсадных колонн осуществляют с помощью станции контроля цементирования (СКЦ). Параллельно с работой СКЦ в процессе цементирования необходимо:

- 1) непрерывно замерять плотность тампонажного раствора при его приготовлении и закачивании с помощью ареометра и отбирать пробы из всех бачков, а также из опреснённой ёмкости и блок-



манифольда, чтобы исключить отклонения плотности от заданного значения более чем на  $\pm 0,08$  г/см<sup>3</sup> для чистых портландцементов и на  $\pm 0,05$  г/см<sup>3</sup> для утяжелённых и облегчённых смесей;

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

3) подсчитывать объём закачиваемой в скважину продавочной жидкости по тарировочным ёмкостям цементировочных агрегатов;

4) визуально контролировать характер циркуляции и корректировать режим работы агрегатов в случае возникновения поглощения в скважине.

Скорость восходящего потока цементного раствора в затрубном пространстве должна быть не ниже скорости подъёма промывочной жидкости во время промывки скважины перед цементированием. Закачивание и продавливание тампонажного раствора должны быть непрерывны. Для предотвращения резкого повышения давления «Стоп» последние 1 м<sup>3</sup> объёма продавочной жидкости следует закачивать одним агрегатом, работающим на первой скорости. Давление «Стоп» не должно превышать фактического давления в конце цементирования на 294 ГПа и быть выше допустимого внутреннего давления для обсадной колонны.

Определять объём продавочной жидкости надо с учётом её сжимаемости. Коэффициент сжимаемости определяется автоматическим устройством АКГ.

После окончания цементирования потайных и нижних секций обсадных колонн, перекрывающих продуктивные горизонты, следует производить непрерывную промывку скважины с необходимым противодавлением в течение времени ОЗЦ. Транспортёрные переводники поднимают из скважины только при отсутствии признаков нефтегазоводопроявлений.

После цементирования обсадных колонн в один приём и верхних секций или верхних ступеней колонн можно герметизировать устье скважины и создавать избыточное давление в затрубном пространстве на время ОЗЦ. Избыточное давление определяется расчётным путём технологической службой экспедиции и указывается в плане работ на крепление.

По окончании ОЗЦ колонну закрепляют в растянутом состоянии. Величину натяжки определяют расчётом. Разгрузка незацементированной части колонны до подвески её на колонной головке запрещается.

После ОЗЦ оборудование устья скважины и обсадную колонну испытывают на герметичность в соответствии с инструкцией по испытанию скважин на герметичность.

Разбуривание цементных стаканов и элементов технологической оснастки в колонне без установленного противовыбросового оборудования и при несоответствии параметров бурового раствора ГТН запрещается.

Монтировать противовыбросовое оборудование можно через 12 часов после цементирования скважины. Цементные стаканы, цементировочные пробки, упорные кольца, обратные клапаны и башмаки обсадных колонн следует разбуривать специальными долотами фрезерного типа или трёхшарошечными долотами.

## Литература

1. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
3. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
4. Булатов А.И. Буровые и тампонажные растворы для строительства нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 452 с.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
7. Булатов А.И., Савенок О.В., Рахматуллин Д.В. Drilling Fluids Engineering Manual в 4-х томах. – Уфа : ООО «Первая типография», 2019. – Т. 1–4.
8. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
9. Агзамов Ф.А., Токунова Э.Ф., Комлева С.Ф. О требованиях к тампонажным материалам и технологии крепления для обсадных колонн, работающих в экстремальных условиях // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 22–29.
10. Нагимов И.Р., Фатихов Р.И., Агзамов Ф.А. Экспериментальная оценка эффективности применения центраторов обсадной колонны при цементировании наклонных скважин // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 206–210.
11. Самсоненко Н.В., Симонянц С.Л. Инновационные порошкообразные смеси и технологии цементирования обсадных колонн в скважинах Восточно-Мессояхского месторождения // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 244–251.



12. Фёдорова Н.Г., Димитриади Ю.К., Вагина Т.Ш., Воропаева Е.Д., Ряполов Н.А. Гамма-процентный ресурс скважин и критерий срока службы резьбовых соединений труб обсадных колонн // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 3. – С. 120–124.

### References

1. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents during construction of oil and gas wells. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 522 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Finishing of Oil and Gas Wells: Theory and Practice. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 539 p.
3. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology in the construction of oil and gas wells : a training manual for university students. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
4. Bulatov A.I. Drilling and plugging solutions for construction of oil and gas wells. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 452 p.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells» in 4 volumes : a training manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Oil and gas wells overhaul in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V., Rachmatullin D.V. Drilling Fluids Engineering Manual in 4 volumes. – Ufa : «First Printing House» LLC, 2019. – Vol. 1–4.
8. Popov V.V., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Kusov G.V., Shvets V.V. Geoinformatics of Oil and Gas Wells. – Novocheboksaysk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
9. Agzamov F.A., Tokunova E.F., Komleva S.F. About requirements to the plugging materials and the fastening technology for the casing working in the extreme conditions // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 22–29.
10. Nagimov I.R., Fatikhov R.I., Agzamov F.A. Experimental estimation of efficiency of application of the casing-centers at cementing of the inclined wells // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 3. – P. 206–210.
11. Samsonenko N.V., Simoniants S.L. Innovative powder-dispersed mixtures and casing cementing technologies in the wells of Vostochno-Messoyakhskoe field // Bulatovskie readings. – 2017. – Т. 3. – P. 244–251.
12. Fedorova N.G., Dimitriadi Yu.K., Vagina T.S., Voropaeva E.D., Ryapolov N.A. Gamma percentage well resource and service life criterion of the casing pipe threaded connections // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 3. – P. 120–124.