

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

В.Г. Абатуров

Бурение в сложных геологических условиях.

Часть 1. Аварии, их предупреждение и ликвидация

Курс лекций

Тюмень 1995

УДК 622.248.54.

Абатуров В.Г. Бурение в сложных геологических условиях. Часть 1. Аварии, их предупреждение и ликвидация: курс лекций. - Тюмень: ТюмГНГУ, 1995.- 60 с.

Представлены классификация и основные виды аварий на строительстве буровых скважин. Рассмотрены мероприятия по эффективному предупреждению аварий. Приведены основные методы ликвидации прихватов бурильных и обсадных колонн, аварий с долотами элементами бурильных колонн, с забойными двигателями, обсадными колоннами, аварий из-за неудачного цементирования и падения в скважину посторонних предметов и прочих аварий.

Предназначен для студентов специальности 0908.

Илл.2. табл.2. библи.15.

Рецензенты: Симонов В.И., к.т.н., с.н.с. ЗапсибБурНИПИ,
Грачев С.И. к.т.н., доцент ТюмГНГУ

ISBN 5-88465-032-9

© Абатуров В.Г., 1996

ВВЕДЕНИЕ

В процессе бурения и испытания нефтяных и газовых скважин вследствие явлений горно-геологического характера возникают нарушения технологического процесса, называемые осложнениями. Это поглощения буровых и тампонажных растворов, нефтегазоводопрооявления, выбросы пластовых флюидов с буровым раствором, прихваты бурильных и обсадных колонн, осыпи и обвалы горных пород. В проектах на строительство буровых скважин предусматриваются возможности и условия появления осложнений, разрабатываются мероприятия по их предотвращению и ликвидации. Но эти расчеты не всегда основаны на точной информации о горно-геологических условиях бурения. Проходка разведочных скважин нередко проектируется по информационным данным о горных породах и пластовых флюидах, полученным по соседним площадям. Именно этим объясняется возникновение ситуаций, когда основные технологические параметры становятся несовместимыми с условиями бурения.

Определенная часть осложнений переходит в аварии. Аварией считается нарушение непрерывности технологического процесса строительства скважины, требующее для его ликвидации проведения специальных работ, не предусмотренных проектом.

Основной причиной возникновения аварий является нарушение параметров технологии бурения буровой бригадой, несоблюдение инструкций и требований проектных документов.

Изучение аварий, методов их предупреждения и ликвидации является актуальной проблемой для Западной Сибири. Например, в период 1981-85 г.г. при бурении эксплуатационных скважин за год возникало до 260 аварий. Потери проходки от аварий составили 300 тысяч метров, т.е. около 120 нефтяных скважин ежегодно не вступало в строй.

На разведочных скважинах в 1980-1990г.г. ежегодно возникало 110 аварий. Время на их ликвидацию составило 68 тыс. часов в год, а 25 скважин списывалось по техническим причинам.

В данной работе (часть 1) описаны основные виды аварий на бурении разведочных и эксплуатационных скважине Западной Сибири, освещены способы их предупреждения и ликвидации. Работа предназначена для изучений дисциплины "Бурение в сложных геологических условиях" студентами специальности 0908 "Бурение нефтяных и газовых скважин".

Лекция 1

Изучаемые вопросы

1. Понятие об авариях и осложнениях.
2. Классификация аварий.
3. Распределение аварий по видам в управлениях буровых работ Тюменской области.
4. Извещения об авариях.
5. Мероприятия по ликвидации аварий.
6. Порядок расследования и учета аварий.
7. Отчетность об авариях. Показатели, характеризующие изменение аварийности.

1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ АВАРИЙНОСТИ БУРОВЫХ РАБОТ

1.1. Понятие об авариях и осложнениях

Авария - это непредвиденное нарушение непрерывности технологического процесса бурения или испытания скважин, требующее для его ликвидации проведения специальных работ, не предусмотренных проектом. Характерными видами аварий бывают поломки бурильных или обсадных колонн с оставлением в стволе скважины отдельных элементов, потеря подвижности колонн труб, смятие или нарушение обсадных колонн и др. Аварии возникают при работе в осложненных условиях. Если осложнение не ликвидируется, оно может быть причиной аварии.

Осложнением является нарушение нормального состояния скважины, в результате которого дальнейшее углубление затрудняется или должно быть временно прекращено во избежание аварии. Осложнения как нарушения непрерывности технологического процесса строительства скважины вызываются явлениями горно-геологического характера. Это поглощения буровых и тампонажных растворов, нефтегазоводопрооявления, выбросы и открытые фонтаны нефти, газа или воды, осыпи и обвалы горных пород в ствол скважины и др.

1.2. Классификация аварий

В соответствии с инструкцией по классификации, расследованию и учету аварий при бурении скважин на нефть и газ [1,2] все аварии подразделяются на следующие виды:

- аварии с элементами бурильной колонны;
- прихваты 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.

1.2.1. Виды аварий

1.2.1.1. Аварии с элементами бурильной колонны. Это разрушение труб вследствие воздействия переменных нагрузок и оставление в скважине части бурильной колонны, в том числе:

- сломы и срывы по резьбе,
- поломки по сварному шву,
- сломы по телу трубы,
- падения части бурильной колонны из-за развинчивания по резьбе, или из-за поломки спускоподъемного оборудования.

1.2.1.2. Прихваты бурильных и обсадных колонн. Непредвиденную потерю подвижности колонны труб при приложении к ней максимально допустимых нагрузок называют прихватом. Причины прихватов следующие:

- прилипание труб к стенке скважины под действием перепада давления,
- заклинивание в местах сужений ствола при спускоподъемных операциях (СПО) и в желобах,
- осыпание и обвалы горных пород, оседание шлама при нарушениях режима промывки, заклинивание колонны посторонними предметами.
- образование сальника на бурильной колонне.

1.2.1.3. Аварии с долотами. Это оставление в скважине долот, бурильных головок или их элементов и частей.

1.2.1.4. Аварии с обсадными колоннами включают следующие разновидности:

- разъединение по резьбовым соединениям,
- смятие или разрыв по телу трубы,
- обрыв по сварному шву,
- падение колонны или ее части.
- повреждение обсадной колонны при разбурировании цементного стакана, стоп - кольца, обратного клапана, разделительных пробок.

1.2.1.5. Аварии из-за неудачного цементирования подразделяются следующим образом.

- прихват бурильной колонны, на которой спускалась секция обсадной колонны или хвостовик, затвердевшим цементным раствором.

- оголение башмака обсадной колонны или недоподъем цементного раствора, если требуются дополнительные работы по устранению нарушений.

1.2.1.6. Аварии с забойными двигателями. Это оставление на забое гидравлических двигателей, электробуров или их узлов.

1.2.1.7. Падение в скважину посторонних предметов, например, ключей, кувалд и других ручных инструментов, вкладышей ротора, роторных клиньев, сухарей челюстодержателей автоматического бурового ключа.

1.2.1.8. Прочие аварии включают:

- аварии при проведении геофизических исследований скважин, например, прихваты и оставление в скважине каротажного кабеля, приборов, грузов, шаблонов, торпед и других устройств,

- аварии 1 и 2 категорий. К 1 категории относят открытые нефтяные и газовые фонтаны, а к 2 - падение или поломки буровых вышек, морских крупноблочных оснований во время строительства скважин или передвижении буровых установок, падения механизмов талевого системы, взрывы и пожары на буровых установках и других объектах, обслуживающих строительство скважин.

1.3. Распределение аварий по видам в управлениях буровых работ Тюменской области

При строительстве эксплуатационных скважин в Тюменской области за период с 1976 по 1985 г.г. аварии распределились следующим образом (табл. 1.1).

Таблица 1.1

Распределение аварий по видам

N пп	Виды аварий	Количество аварий		Процентное соотношение, %	
		1976 - 80г.г.	1981 - 85 г.г.	1976 - 80г.г.	1981 - 85 г.г.
1.	Прихват бурильных и обсадных колонн	184/35,1	286/45		
2.	Аварии с обсадными колоннами	160/30,5	167/26,3		
3.	Аварии с элементами бурильной колонны	78/14,9	57/9,0		
4.	Прочие аварии	54/10,3	48/7,6		
5.	Аварии с забойными двигателями	33/6,3	35/5,5		
6.	Аварии с долотами	13/2,5	17/2,7		
7.	Аварии из-за неудачного цементирования	-	13/2,0		
8.	Падение в скважину посторонних предметов	2/0,4	12/1,9		
	Всего аварий	524	635		

Анализ распределения аварий по видам показывает, что наиболее часто возникают прихваты бурильных и обсадных колони (35 - 45% общего числа аварий). По нашей оценке, главной причиной роста этого вида аварий является недостаточная профессиональная подготовленность значительной части буровых мастеров, технологов и бурильщиков. Следует напомнить, что за период с 1976 г. до 1985 г. объемы бурения эксплуатационных скважин увеличились в 5 раз, главным образом за счет организации новых буровых бригад и привлечения на работу в Тюменскую область буровых бригад из других регионов страны, не имеющих опыта работы на месторождениях Западной Сибири. Много допускается аварий с обсадными колоннами (30,5 - 26,3 %), с элементами бурильных колонн (14,9 - 9 %) и прочих аварий (10,3 - 7,6 %).

1.4. Извещения об авариях

В соответствии с действующими федеральными нормативными актами, и правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и инструкцией Государственного горного технического надзора (Госгортехнадзор) [1,3] в случае аварии руководитель буровой организации обязан телеграфом или по телефону известить соответствующие организации.

При возникновении аварий 1 и 2 категорий (подраздел 2.1.8.), а также любых видов аварий, сопровождающихся человеческими жертвами, извещаются следующие организации:

- объединение,
- районная горнотехническая инспекция Госгортехнадзора,
- местная прокуратора.
- местные отдел Министерства внутренних дел.

В случае возникновения аварий (подразделы 2.1.1. - 2.1.8. исключая аварии 1 и 2 категории) без человеческих жертв извещается только объединение как вышестоящая ведомственная организация.

1.5. Мероприятия по ликвидации аварий

1.5.1. Возникновение аварии в буровой скважине является чрезвычайным событием, поэтому при обнаружении первых признаков опасной ситуации бурильщик обязан немедленно принять меры по предотвращению аварии и приступить к первоочередным работам по ее ликвидации, если предотвратить аварию не удалось. Бурильщик должен известить об аварийной ситуации бурового мастера или руководителей МТС, УБР, НГРЭ, не прекращая выполнение срочных работ и не оставляя своего рабочего места.

Первоочередные работы по ликвидации аварий, выполняемые бурильщиком и буровой вахтой, состоят из простых операций, выполнение которых не может привести к осложнению аварии. Например, при возникновении прихвата бурильной колонны из-за прилипания последней к стенке скважины под действием перепада давления или из-за ее заклинивания при спуске, а также при прихвате колонны обвалившимися породами, бурильщик обязан выполнять

расхаживание колонны с нагрузками, не превышающими 80% от предела текучести материала труб, и отбивку инструмента ротором. Число оборотов колонны также регламентируется. При обрыве буровой колонны необходимо немедленно приступить к ловильным работам, не допуская возникновения прихвата аварийной части колонны, что может значительно осложнить ликвидацию обрыва.

1.5.2. В случае если проведение первоочередных работ не дало эффекта, ликвидация аварии проводится по плану, утвержденному главным инженером организации. В плане работ по ликвидации аварии указываются и определяются следующие основные разделы:

- последовательность конкретных мер с указанием сроков исполнения и ответственных исполнителей по каждому подразделу мероприятий;

- назначается ответственный за выполнение плана работы. Обычно это начальник РИТС или старший мастер по сложным буровым работам или буровой мастер или ведущий специалист предприятия;

- определяется необходимая помощь для безусловного выполнения плана со стороны отделов и цехов организации.

1.5.3. Общее руководство и ответственность за выполнение мер по ликвидации аварии остаются за главным инженером. Все распоряжения по плану аварийных работ, включая необходимые изменения и дополнения, согласуются с главным инженером и передаются ответственному за выполнение плана в письменном виде. В случае нахождения буровой в отдаленном районе и при необходимости срочного выполнения работ приказом по объединению разрешается передача распоряжений по аварии по радиации или телефону с обязательной регистрацией радиограмм или телефонограмм в соответствующем журнале. Инструкция [1] требует обязательного последующего письменного утверждения распоряжения.

1.5.4. Ход ликвидации аварии, включая перечень выполненных работ в последовательности, ловильный инструмент и параметры режима работы им, фиксируются буровым мастером в буровом журнале и суточном рапорте.

1.5.5. В случае, если авария не ликвидирована в течение 10 суток, план ее ликвидации утверждается главным инженером объединения.

1.5.6. При ликвидации аварии в срок не более 1 суток составляется "Акт о ликвидации аварии в бурении" [1] с рассылкой организациям, указанным в разделе 1.4.

1.6. Порядок расследования и учета аварий

Порядок расследования и порядок учета аварий регламентируются инструкцией по классификации, расследованию и учету аварий [1].

1.6.1. Расследование обстоятельств возникновения аварии проводится постоянно действующей комиссией, назначаемой приказом руководителя буровой организации. Состав комиссии включает ведущих специалистов предприятия. Для расследования сложных аварий в комиссию могут быть включены в качестве экспертов представители региональных научно-исследовательских и проектных институтов, заводов-изготовителей бурового оборудования и инструментов и других организаций.

Цель работы комиссии:

1.6.1.1. Определить организационные и технические причины аварии.

1.6.1.2. Выявить конкретных виновников.

1.6.1.3. Предложить комплекс мер по предупреждению аварий подобного вида в будущем.

1.6.2. Комиссия проводит расследование в течение 3-х суток с момента возникновения аварии с составлением и подписанием акта установленной формы.

1.6.3. Главный инженер после изучения материалов работы комиссии обязан:

1.6.3.1. Рассмотреть и утвердить в течение 3-х суток "Акт об аварии".

1.6.3.2. Дать заключение о рекомендуемых комиссией предложениях о разработке мероприятий по недопущению подобных аварий в дальнейшем.

1.6.3.3. Принять решение о мерах наказания конкретных виновников данной аварии.

1.6.3.4. Предъявить рекламацию заводу-изготовителю в случае, если комиссия сделала вывод о том, что авария является следствием заводского брака в

буровых инструментах и оборудовании.

1.6.4. Буровая организация обязана регистрировать все аварии в журнале учета аварий в течение 24-х часов с момента их возникновения. В управлениях буровых работ бывшего Главтюменнефтегаза соответствующим приказом в практику учета введено правило регистрировать аварию в случае, если она не ликвидирована за 48 часов, Если за указанный срок авария ликвидируется, то это время относят к осложнениям.

Регистрация и учет, ведение и хранение документации, включая журнал учета аварий, акты об авариях, акты о ликвидации аварий, составление и хранение отчетов производятся одним из инженерно-технических работников, назначенным приказом руководителя УБР (НГРЭ). Контроль за ведением документации осуществляется главным инженером.

Во время ликвидации аварии в скважине может возникнуть новая авария. Она должна быть зарегистрирована, но в отчетах не учитывается отдельно, а суммируется со временем ликвидации первой аварии. Например, после обрыва буровой колонны оставленную в скважине часть колонны прихватило. После установки нефтяной ванны прихваченная аварийная часть колонны была поднята. Авария регистрируется как "авария с элементами буровой колонны", а время на освобождение колонны от прихвата суммируется с ловильными работами.

1.7. Отчетность об авариях. Показатели, характеризующие изменение аварийности.

1.7.1. В отчете по авариям за год указываются сведения, отдельно на бурении эксплуатационных и разведочных скважин:

- проходка (тысяч метров);
- количество законченных бурением скважин;
- общее календарное время (часы);
- количество аварий;
- время ликвидации аварий (тысяч часов);
- убытки от аварий (млн. рублей);
- потери проходки от аварий (тысяч метров);

- число списанных по техническим причинам скважин.

1.7.2. Для характеристики изменения аварийности по буровой организации, объединению используются следующие показатели:

1.7.2.1. Коэффициент частоты (аварийности) - число аварий в рассматриваемом отрезке времени, приходящихся на 1000 метров проходки.

1.7.2.2. Коэффициент тяжести. Это потери времени в часах на одну аварию.

1.7.2.3. Анализ отчетов буровых предприятий Тюменской области за 1976-1990 г.г. позволил установить уровень показателей аварийности:

1.7.2.4. На бурении эксплуатационных скважин коэффициент частоты колеблется около значения 0,022. а коэффициент тяжести равен 210 часам.

В экспедициях концерна "Тюменьгеология" на бурении разведочных скважин коэффициент частоты равен 0,077, то есть в 3,5 раза больше, чем на эксплуатационном бурении. Коэффициент тяжести в среднем равен 630 часам и в 3 раза превышает соответствующий показатель эксплуатационного бурения.

В целом по концерну "Тюменьгеология" на ликвидацию аварий в течение года затрачивается 88 тысяч часов. Общие потери проходки от аварий за год равны 67,3 тысячам метров, т.е. примерно 22 разведочные скважины глубиной 3000 м не были построены.

Лекция 2

Изучаемые вопросы

1. Ущерб на буровых работах от прихватов труб.
2. Разновидности прихватов.
3. Условия их возникновения.
4. Признаки прихватов.

2. ПРИХВАТ БУРИЛЬНЫХ И ОБСАДНЫХ КОЛОНН

При бурении эксплуатационных и разведочных скважин самым распространенным и наиболее тяжелым видом аварии является прихват бурильных и обсадных колонн. Ежегодно в управлениях буровых работ Тюменской области возникает 70 - 80 прихватов бурильных труб. Число прихватов на разведочном бурении также велико - 40 - 43 прихвата бурильных труб и 2 - 5 случаев прихвата обсадных колонн. Этот вид аварий является самым трудоемким. Он занимает 35 - 45% общих затрат времени на ликвидацию аварий.

Прихватом называют непредвиденное при бурении скважины нарушение процесса, которое характеризуется потерей подвижности колонны и не может быть ликвидировано при приложении допустимых нагрузок. Допустимая величина натяжения для освобождения прихваченной бурильной колонны определяется из условия, что материал труб не может быть подвергнут напряжениям, равным пределу его текучести. Расчет допустимого натяжения $P_{\text{доп}}$ производится по формуле:

$$P_{\text{доп}} = \frac{\sigma_T \cdot F}{k} \quad (2.1)$$

где: σ_T - предел текучести материала труб, кН;

F - площадь поперечного сечения тела гладкой части бурильной трубы, м²;

k - коэффициент запаса прочности, определяющий степень износа труб.

Принимается равным 1,2-1,3.

В случае, если при ликвидации прихвата величина натяжения будет превышать $P_{\text{доп}}$, бурильные трубы подлежат списанию, так как в последующем возможны поломки труб из-за усталостных явлений и микротрещин.

В качестве признаков возможного прихвата колонны при движении в стволе скважины служат ее затяжки и посадки. Затяжка колонны возникает при подъеме в виде значительного увеличения нагрузки на крюке сверх собственного веса труб. Посадка инструмента происходит при его спуске и выражается в существенном снижении нагрузки на крюке, отмеченном гидравлическим индикатором веса (ГИВ). При прохождении сужений, желобных выработок, уступов иногда возникают ситуации, когда колонна при технически допустимой разгрузке на крюке не идет вниз. Обычно прихват труб возникает не мгновенно, поэтому его можно предотвратить. Основной причиной образования прихвата труб следует считать нарушение правил технологии бурения исполнителями работ. Как и любой другой вид аварий, прихват требует изучения обстоятельств его возникновения.

К ним относятся: состояние ствола скважины, в том числе наличие зон осыпей, обвалов, сужений ствола, расположение уступов, горизонтов, поглощающих буровой раствор, или пластов, проявляющих флюиды. Изучается состояние бурильной колонны и продолжительность ее работы. Важную роль при возникновении прихвата играет состояние технологии промывки скважины и наличие в буровом растворе смазывающих добавок.

2.1. Разновидности прихватов, условия их возникновения и признаки

По факторам, способствующим возникновению прихватов, следует различать несколько их разновидностей.

2.1.1. Прилипание к стенке скважин под действием перепада давлений.

Это так называемые дифференциальные прихваты. Дифференциальное давление (перепад между гидростатическим и пластовым) прижимает колонну к стенке скважины. Прихват возможен при наличии в разрезе хорошо проницаемых пород (песчаников, алевролитов, известняков в продуктивной толще) с проницаемостью до 600 - 800 миллидарси [6].

Другими условиями возникновения дифференциального прихвата являются образование липкой фильтрационной корки на стенке скважины, возникновение механической прижимающей силы в виде нормальной составляющей веса труб в

наклонно направленных скважинах и в искривленных участках ствола вертикальных скважин, оставление бурильной колонны без движения на какое-то время. Эта разновидность прихватов наиболее часто встречается на промыслах Западной Сибири. Обычно циркуляция бурового раствора при возникновении прихвата не прекращается.

2.1.2. Заклинивание низа колонны.

Заклинивание - это жесткое сопротивление колонны продольному перемещению и вращению, которое возникает при резкой посадке инструмента в желобную выработку, сужение, сильно искривленный участок ствола.

Эта разновидность также встречается часто. Преобладающими являются прихваты в суженной части ствола, а также в желобных выработках, в интервалах резкого изменения оси скважины, в интервалах интенсивного роста фильтрационных корок, при заклинивании труб посторонними предметами, шламом и утяжелителем, кусками обвалившейся породы,

В случае небольших превышений нагрузки или крутящего момента при натяжении или вращении колонны явление жесткого сопротивления называют подклиниванием.

2.1.2.1. Заклинивание низа колонны труб характерно для зон сужения ствола скважин, вызванных интенсивным нарастанием фильтрационных корок, для интервалов резкого изменения оси ствола, для интервалов твердых и абразивных пород, пройденных долотом с потерей диаметра, а также при замене компоновки низа бурильной колонны на более жесткую при бурении наклонно направленных и горизонтальных скважин. Обычно этот тип прихватов возникает при спуске, реже - при подъеме инструмента.

Признак прихвата при спуске - это разгрузка инструмента на 3-4 тс, а при подъеме - затяжка.

2.1.2.2. Наиболее сложной разновидностью прихвата является заклинка инструмента в образующейся на стенке скважины продольной выработке, называемой желобом. Желоб является следствием механического воздействия замков бурильной колонны на наклонные участки наклонно направленных и

горизонтальных скважин. При движении колонны происходит разрушение пород типа резания замками, прижатыми к стенке горизонтальной составляющей веса определенной части бурильной колонны.

Признаками образования желобов служат возникновение мгновенных значительных затяжек при подъеме колонны. Как правило, дополнительные затяжки ведут к осложнению аварии. Инструмент при этом еще более затягивается в желоб, а циркуляция, восстанавливаемая без затруднений, не помогает освобождению колонны.

2.1.2.3. Заклинивания инструмента посторонними предметами происходят вследствие ошибок членов буровой вахты при работе на устье. В скважину падают рабочие инструмента в виде цепных ключей, кувалд, ломов, клинья ротора, сухари АКБ и т.д. Заклинивание бурильной колонны возможно при ее спуске с большой скоростью в искривленных интервалах ствола при наличии сильно трещиноватых перемятых пород. Замками сбиваются отдельные куски пород, которые при падении по затрубному пространству заклинивают трубы.

Заклинивание колонн обычно происходит мгновенно при сохранении циркуляции.

2.1.2.4. Прихваты колонны при заклинивании ее шламом или утяжелителем возникают из-за нарушения режима промывки скважины. Накопление осадка из частиц шлама или утяжелителя в кольцевом пространстве при определенных условиях может привести к заклиниванию бурильной колонны. Признаки этой разновидности заклинивания следующие:

- постепенное повышение давления в нагнетательной линии,
- появление затяжек инструмента,
- постепенное прекращение циркуляции.

При турбинном бурении с двумя насосами и расходе бурового раствора 40 - 45 л/с возможен размыв резьбовых соединений.

Это приводит к тому, что ухудшаются условия промывки в нижней части ствола и увеличиваются шансы на прихват колонны.

2.1.3. Прихваты бурильной колонны обвалившимися неустойчивыми

породами.

Они характерны для интервалов, состоящих из глинистых пород, склонных к осыпям и обвалам, а также к пластическому течению. Из геологических факторов, способствующих потере устойчивости пород, следует отметить наличие в разрезе перемятых, трещиноватых, тектонически нарушенных пород, склонных к быстрому набуханию под действием фильтрата бурового раствора.

Технологические факторы включают:

- низкое качество бурового раствора, прежде всего, большая величина фильтрации;
- несоответствие типа бурового раствора разбуриваемым горным породам;
- большие колебания давления промывочной жидкости в открытом стволе скважины, приводящие к поглощениям раствора и гидроразрывам пластов, а следовательно и к снижению уровня раствора и уменьшению противодействия на стенки скважины;
- длительное оставление вскрытых малоустойчивых отложений без крепления их обсадными трубами;
- механическое воздействие замковых соединений бурильной колонны на стенки скважины.

Признаки осыпей следующие:

- вынос во время циркуляции осколькового шлама, необработанного вооружением буровых долот;
- посадки и затяжки инструмента, недохождение долота до забоя из-за накопления осадка после проведения спуска колонны и наращиваний;
- некоторое повышение давления на насосах при углублении скважины и проработках ствола;
- интенсивный рост вязкости и содержания кусков породы в буровом растворе.

Обвалы, в отличие от осыпей, имеют более объемный характер. Признаки обвалов таковы:

- резкое повышение давления в нагнетательной линии, сопровождающееся

иногда поглощением раствора или потерей циркуляции;

- большой интервал недохождения инструмента до забоя;
- малая скорость проработки ствола.

2.1.4. Прихват бурильной колонны сальником.

Образование в буровом растворе крупных пластичных кусков бурового глинистого шлама, названных сальниками, происходит при проходке глинистых отложений. Сальники возникают, главным образом, при сдирании со стенок замками колонны толстых рыхлых глинистых корок, отложившихся на высокопроницаемых породах. Образованию сальников способствует загрязненность ствола скважины частицами выбуренной породы при недостаточной скорости восходящего потока жидкости. При этом в зоне работы долота возникает концентрация частиц шлама и слипание их при условии низкой смазывающей способности раствора и значительного содержания в нем твердой фазы. В процессе подъема по стволу масса сальника увеличивается, а скорость подъема падает. Сальники накапливаются в местах увеличения поперечного сечения кольцевого пространства, прилипая к элементам низа бурильной колонны над долотом, выше турбобура, выше УБТ. Прихват колонны сальником возникает чаще всего при подъеме инструмента, когда формируются условия перекрытия затрубного пространства крупными сальниками в местах сужений ствола. Прихват труб может сопровождаться потерей циркуляции.

Признаками появления сальников являются:

- возникновение посадок, инструмента при спуске и затяжек при подъеме;
- уменьшение механической скорости проходки долотом, сохранившим работоспособность всех узлов;
- увеличение крутящего момента при роторном способе бурения;
- повышение давления в нагнетательной линии в процессе проходки и во время промывок;
- уменьшение веса колонны на крюке при спуске и восстановлении циркуляции;
- обнаружение плотных кусков глины на замках и других элементах

бурильной колонны во время ее подъема;

- наличие кусков породы и глинистой корки в желобах и на виброситах.

2.1.5. Прихваты испытателей пластов.

Данный вид прихватов включает прихваты следующих узлов испытателей пластов:

- прихват бурильных труб выше пакера под действием перепада давления вследствие продолжительного оставления труб без движения;
- прихват пакера, не освободившегося при помощи ясса;
- прихват фильтра вследствие "заиливания" при интенсивном притоке пластовых флюидов с частицами слабо сцементированных пород или из-за обвала пород при создании высоких депрессий на пласты.

2.1.6. Систематизация разновидностей прихватов, приведенная выше, не означает, что причиной той или иной аварии может быть только какой-то один из факторов. Как правило, возникновению прихвата может способствовать какой-то один фактор, называемый нами определяющим. В процессе развития прихвата может проявиться действие и других факторов. Например, возник прихват низа бурильной колонны под действием перепада давлений, но из-за ухудшения промывки произошло осаждение частиц шлама с увеличением силы прихвата. Для выбора способа ликвидации прихвата необходимо изучить все обстоятельства, при которых возникла аварийная ситуация.

2.2. Прихваты обсадных колонн

Аварии с обсадными трубами занимают значительное место в практике бурения. Наибольшие затраты времени на ликвидацию их вызывают прихваты обсадных колонн. Особенно часто прихваты возникают при бурении на разведочных площадях, месторождениях, в разрезе которых имеются породы, склонные к набуханию, сужению ствола и обвалам. Строительство опорных, параметрических, структурно-поисковых, разведочных скважин на новых площадях ведется при весьма малой информации о горно-геологических условиях бурения. Поэтому конструкции скважин часто нерациональны, буровые растворы не по всем параметрам соответствуют условиям бурения. Вследствие этого

породы набухают и обваливаются в процессе углубления скважины.

Основные факторы, способствующие возникновению прихвата обсадных колонн, носят организационно-технический характер:

- нечеткий план работ по спуску колонны, не полностью учитывающий результаты заключительных геофизических исследований и записей в буровом журнале о затяжках и посадках, в т.ч. интервалах сужений ствола, уступах, объеме скважины;

- неудовлетворительная подготовка ствола перед спуском колонны, в т.ч. проработка, промывка и калибровка;

- длительные остановки при спуске, вызванные поломками и неисправностями буровой вышки и ее элементов, оборудования и инструментов для спуско-подъемных операций, контрольно-измерительных приборов;

- отказ от предусмотренных планом промежуточных промывок;

- несовершенная технология бурения ствола под спускаемую обсадную колонну, включая использование бурового раствора низкого качества, малое содержание смазывающих добавок, несоблюдение параметров режима бурения в часто чередующихся по твердости породах, что приводит нередко к резким перегибам ствола скважины.

По механизму возникновения прихваты обсадных колонн аналогичны прихватам бурильных колонн, описанным в разделе 2.1.

Лекция 3

Изучаемые вопросы

1. Методы предупреждения прихватов.
2. Основные правила предупреждения прихватов при проектировании скважин.
3. Общие технологические меры предупреждения.
4. Предупреждения дифференциальных прихватов, заклинивания низа колонн обвалившимися породами, прихват сальником.
5. Предупреждение прихватов обсадных колонн.

3. МЕТОДЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ПРИХВАТОВ КОЛОННЫ ТРУБ

3.1. Основные правила предупреждения прихватов при проектировании строительства скважин

Меры по предотвращению прихватов определяются прежде всего на стадии разработки проекта строительства скважины или группового технического проекта ряда скважин с однотипными проектными решениями. Устранение или минимальная возможность возникновения прихватоопасной ситуации в конкретных горно-геологических условиях решается по следующим направлениям.

3.1.1. Выбор конструкции скважины производится на основе выделения зон с несовместимыми условиями бурения и разобращения их спуском и цементированием обсадных колонн.

3.1.2. Определяются прихватоопасные интервалы и устанавливаются разновидности прихватов, которые могут возникнуть при, бурении их.

3.1.3. Выбирается вид промывочной жидкости, соответствующий горным породам геологического разреза. Современные требования к промывочной жидкости, способной предотвратить прихваты труб, включают необходимость быть инертной по отношению к породам в целях нерастворения их и неснижения прочности стенок скважины, обладать хорошей смазочной способностью и малым содержанием твердой фазы.

3.1.4. При расчете плотности бурового раствора для вскрытия нефтегазоводонасыщенных пластов, включенных в один интервал совместимых условий, выбирается пласт с максимальным градиентом пластового давления. Выбор минимального превышения гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым (репрессии) производится по рекомендации [3], приведенной в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Минимальная величина репрессии

Глубина скважины (интервала), м	Минимальное превышение давления столба раствора над пластовым (репрессия), МПа	
	для нефтеводонасыщенных пластов	для газоносных, газоконденсатных пластов и пластов в неизученных разрезах
< 1000	1,0	1,5
1001 - 2500	1,5	2,0
2501 - 4500	2,0	2,25
> 4501	2,5	2,7

Величина суммарной репрессии определяется суммой минимальной репрессии P_m и дополнительного давления $P_{доп}$, учитывающего колебания давления при СПО. Дополнительное давление рассчитывается как произведение коэффициента A , определяющего колебания давления, и коэффициента аномальности пластового давления. Коэффициент A при диаметре скважины < 215,9 мм равен 5, а при диаметре скважины > 215,9 мм - 3.

Например, в интервале 2000 - 2500 м вскрывается нефтяной пласт с коэффициентом аномальности 1,20 долотом диаметром 190,5 мм.

Суммарная репрессия $P_{сум}$ будет определена так:

$$P_{сум} = P_m + P_{доп} = P_m + (K_a \cdot A) = 1,5 + (1,2 \cdot 5) = 7,5 \text{ МПа}$$

3.1.5. Устойчивость горных пород, представленных глинами, аргиллитами, глинистыми сланцами и солями, склонными к обвалам и текучести, определяется выбором соответствующих параметров бурового раствора. в частности, плотности и фильтрации.

При определении плотности раствора из условия обеспечения устойчивости пород принимается допущение о том, что депрессия на стенки скважины должна быть на уровне 10 - 15 % эффективных (скелетных) напряжений, равных разнице между горным и пластовым (поровым) давлением [33]. Например, требуется рассчитать плотность бурового раствора для вскрытия пласта глин плотностью $\rho_{п} = 2300 \text{ кг/см}^3$ в интервале 3000 - 3200 м. Коэффициент аномальности порового давления K_a равен 1,30. Вскрытие пласта планируется с депрессией $P_{деп}$ равной 10 % эффективных напряжений.

Определяем поровое давление на глубине 3200 м:

$$P_{пор} = K_a \cdot \rho_v \cdot g \cdot H = 1.3 \cdot 1000 \cdot 9.8 \cdot 3200 = 41600000 = 41.6 \text{ МПа}$$

Горное давление $P_{гор}$ на этой глубине равно:

$$P_{гор} = \rho_{п} \cdot g \cdot H = 2300 \cdot 9.8 \cdot 3200 = 73,6 \text{ МПа}$$

Определяем величину эффективного напряжения $P_{эфф}$:

$$P_{эфф} = P_{гор} - P_{пор} = 73,6 - 41,6 = 32 \text{ МПа}$$

Рассчитываем величину депрессии на стенки скважины при ее величине 10 % от значений $P_{эфф}$, она равна:

$$P_{деп} = 32 \cdot 0,1 = 3,2 \text{ МПа}$$

Плотность бурового раствора $\rho_{б.р.}$ из условия устойчивости пород будет следующей:

$$\rho_{б.р.} = \frac{P_{пор} - P_{деп}}{g \cdot H} = \frac{(41,6 - 3,2) \cdot 10^6}{9,8 \cdot 3200} = 1175 \text{ кг/см}^3$$

3.1.6. Разработка режима промывки должна учитывать энергетические показатели работы гидравлического забойного двигателя, эффективность удаления шлама с забоя и установления такого режима течения бурового раствора в кольцевом пространстве, который хорошо выполняет функции гидротранспорта шлам к устью скважины.

3.1.7. Выбирается рациональная конструкция бурильной колонны,

подбираются компоновки низа бурильной колонны (КНБК) для каждого участка профиля скважины.

3.1.8. Перед началом забуривания бурильные трубы опрессовываются на давление, превышающее рабочее в 1,5 раза, но не менее чем на 30 МПа. Последующие опрессовки необходимо проводить через 800 часов механического бурения, а также перед проведением ответственных работ в скважине и после ликвидации сложных аварий, например, глушения открытых фонтанов и ликвидации прихватов колонны.

3.1.9. Разрабатывается график строительства скважины и материально-технического обеспечения буровой для предотвращения перерывов в процессе бурения.

3.1.10. Для скважин, время строительства которых превышает 1 месяц, должна быть составлена "Профилактическая карта по безаварийному ведению работ", в которой указывается перечень всех мероприятий по предотвращению аварий, включая и прихваты труб, плановый и фактический срок их выполнения [1].

3.2. Общие технологические меры предупреждения прихватов

В процессе проводки скважины основное внимание уделяется контролю за технологическими свойствами бурового раствора и показателями режима промывки ствола скважины.

3.2.1. Параметры бурового раствора должны соответствовать геолого-техническому наряду (ГТН). Отклонения фактической плотности раствора от проектной не должны быть более $\pm 20 \text{ кг/м}^3$ - при плотности в целом до 1450 кг/м^3 и более чем $\pm 30 \text{ кг/м}^3$ для растворов с большей плотностью [3].

3.2.2. Для контроля режима промывки на выходе буровых насосов устанавливаются манометры, регистрирующие изменение давления в нагнетательной линии. При снижении давления, в случае нормальной работы насосов, бурильную колонну необходимо поднять, установить место промоин и заменить поврежденные элементы колонны. Плановые профилактические опрессовки труб при давлении 20 МПа, а также дефектоскопия их проводятся в

соответствии с профилактической картой по безаварийному ведению работ [2].

3.2.3. С целью контроля показателей свойств раствора буровая должна быть оснащена комплексом приборов и устройств КЛР-1 и снабжена набором химических реагентов, указанных в карте по интервальной обработке бурового раствора.

При бурении должен быть организован контроль за следующими параметрами раствора: плотность, водоотдача, условная вязкость, статическое напряжение сдвига, толщина фильтрационной корки, показатель pH, содержание песка и смазочных добавок. Регистрация показателей свойств производится в специальном журнале, где указываются также объем и время ввода в буровой раствор химических реагентов, утяжелителя, смазочных добавок.

3.2.4. Для повышения противоприхватной способности раствора необходимо постоянно поддерживать в нем требуемое количество смазочных веществ, например, нефти, СМАД-1 (смесь дизельного топлива с окисленным петролатумом), СГ (смесь гудронов). ГКЖ-10 или ГКЖ-11 (гидрофобизирующая кремнийорганическая жидкость), графита. За последние годы нашли применение новые смазочные добавки (рыбожировая смазка, смазки на основе синтетических жирных кислот - Спринт, ЭКОС-Б и другие), обладающие экологической безвредностью и достаточно высокой смазочной способностью [4]. В этой работе описывается также эффективное применение стеклянных и пластмассовых шариков диаметром $(0,25-0,65) \cdot 10^{-3}$ м в качестве противоприхватных добавок к буровому раствору.

Смазочные свойства буровых растворов следует определять по значению коэффициента сдвига $K_{сд}$ фильтрационной корки, который определяется при помощи модернизированного прибора СНС-2. По данным [2,4] величина $K_{сд}$ не должна превышать 0,3.

3.2.5. Не разрешается оставлять бурильную колонну без движения в открытой части ствола, особенно против пористых и проницаемых пород, а также пород, склонных к осыпям и обвалам. Для месторождений Тюменской области это время не должно быть более 3 - 10 минут.

При вынужденном оставлении инструмента в открытом стволе следует вести промывку забоя и по возможности вращать колонну ротором или ключами. В случае временного (до 0,5 часа) прекращения промывки скважины необходимо поднять колонну труб от забоя на длину ведущей трубы и систематически, с интервалом 2-5 минут расхаживать и проворачивать ротором. При длительных остановках (более 30 минут) инструмент следует поднять в обсадную колонну.

В случае, если во время СПО произошла поломка подъемного механизма при нахождении бурильной колонны в открытом стволе, необходимо колонну подвесить на ротор, навернуть ведущую трубу, восстановить циркуляцию и проворачивать колонну ротором.

3.2.6. При спуске в скважину инструмента с долотом, отличающимся формой, размерами от долота предыдущего рейса, а также более жесткой КНБК, следует проявлять осторожность. В случае возникновения посадок необходимо спуск колонны превратить, поднять ее на длину ведущей трубы и проработать интервал. Интервалы посадок, затяжек, желобов, уступов, обвалов должны быть отмечены в буровом журнале и суточном рапорте бурового мастера. Углубление скважины при возникновении затяжек, посадок, подклиниваний из-за осыпей, обвалов, выпучивания пород, интенсивного роста фильтрационной корки должно быть прекращено.

В показатели свойств бурового раствора и режима промывки необходимо внести соответствующие коррективы и провести тщательную проработку ствола скважины.

3.3. Предупреждение прилипания бурильной колонны под действием перепада давлений

Прихваты этого вида распространены при бурении в пористых и проницаемых песчаниках, алевролитах, известняках продуктивных пластов.

3.3.1. Применяемые буровые растворы должны иметь низкую водоотдачу и тонкую малопроницаемую фильтрационную корку с малым значением коэффициента сдвига. Водоотдача не должна превышать 4 - 5 см³ за 30 минут, а коэффициент сдвига $K_{сд}$ - не более 0,3 [2].

3.3.2. Для снижения площади контакта труб со стенками скважины необходимо использовать утяжеленные бурильные трубы (УБТ) с профильным поперечным сечением квадратные, квадратные со смещенными гранями, круглые с канавками на поверхности, со специальными центрирующими втулками, с переводниками - центраторами [2,5,6].

3.3.4. Время оставления инструмента без движения в открытой части ствола не должно превышать 10 минут, а в случае нахождения колонны в только что вскрытом бурением высокопроницаемом пласте - не более 3 минут.

3.3.5. Одним из способов предотвращения прихватов в случае появления затяжек и посадок при формировании толстых фильтрационных корок является тщательная проработка ствола в прихватоопасном интервале и проведение кольматации отверждаемыми смесями [6].

3.3.6. При возникновении дифференциального прихвата бурильщик должен принять первоочередные меры по его ликвидации. Это наиболее простые операции, выполняемые буровой вахтой сразу же после обнаружение прихвата:

- восстановление циркуляции и ведение промывки с расходом раствора на уровне бурения предыдущего интервала;

- расхаживания колонны с допустимыми нагрузками, не превышающими 80% от предела текучести материала труб;

- периодически совершаемая отбивка инструмента ротором при натяжении колонны до величины собственного веса. Число оборотов не должно превышать допустимой величины по пределу текучести материала труб.

В случае неэффективности первоочередных мер после 2 - 3 часов попыток освобождения инструмент следует разгрузить до величины, равной 15% от собственного веса колонны, и ожидать указаний от руководителей буровой организации. Для предотвращения увеличения зоны прихвата и усложнения аварии бурильщик обязан через каждые 15 минут производить расхаживание инструмента с натяжением до собственного веса и разгрузкой на вес инструмента, находящегося в открытом стволе, а также отбивку ротором при собственном весе колонны.

3.3.7. Для быстрой ликвидации возникшего прихвата и предупреждения осложнений при проходке прихватоопасных интервалов рекомендуется включать в КНБК специальный ясс - гидроударник, приводимый в действие в случае возникновения прихвата [5].

3.4. Предупреждение заклинивания низа колонны

3.4.1. Заклинивание низа колонны при ее движении по стволу. Профилактика прихватов этого вида может включать следующие меры:

3.4.1.1. После окончания рейса проводится осмотр и изучение износа отработанного долота с регистрацией параметров износа.

3.4.1.2. Перед спуском нового долота бурильщик обязан иметь следующую информацию:

- величина проходки, выполненной отработанным в последнем рейсе долотом;

- интервалы посадок и затяжек, возникших в последнем рейсе и ранее, и их величины;

- техническое состояние нового долота;

3.4.1.3. Спуск нового долота следует вести осторожно, не допуская посадок более 30 - 40 кН. При возникновении посадок необходимо спуск прекратить, колонну поднять на длину ведущей трубы, интервал посадок и затяжек проработать. Интервал проходки ранее отработанным долотом должен быть проработан с осевой нагрузкой около 30 кН. Необходимо осторожно спускать новые КНБК. Ствол скважины время от времени шаблонируется специальной компоновкой.

3.4.1.4. Не разрешается вести углубление ствола скважины ниже прихватоопасных интервалов более 36 - 40 часов после их последней проработки. После того, как это время истекло, бурильная колонна поднимается на необходимую высоту и интервалы затяжек и посадок прорабатываются. В особых случаях разрывы времени между проработками ствола могут быть сокращены.

3.4.1.5. Необходимо ограничивать скорости спуска и подъема инструмента в интервалах затяжек и посадок.

3.4.2. Заклинивание труб в желобных выработках.

Рекомендации по предотвращению прихватов бурильных колонн в желобах разработаны во ВНИИКрнефть [5, 6, 7]. Ниже приведены основные правила предупреждения возникновения желобов в стволе скважины, предупреждения прихвата инструмента в желобных выработках перечислены основные меры по разрушению желобов и первоочередные действия буровой бригады при возникновении прихвата.

3.4.2.1. При проектировании и проходке скважин необходимо учитывать следующие факторы:

- конструкция скважины должна быть такой, чтобы интервалы залегания пород, склонных к желобообразованию, были пройдены с минимально возможным числом рейсов бурильной колонны с последующим закреплением обсадными трубами;

- в вертикальных скважинах в интервалах бурения под кондуктор и техническую колонну не допускается изменение зенитного угла более 1° на 100 м. Абсолютное значение угла искривления не может быть более 3 - 4°;

- рекомендуется проходку участков ствола скважины, в которых возможно интенсивное желобообразование, сначала вести долотом, диаметр которого меньше проектного, с последующим расширением ствола.

При бурении наклонно направленных скважин целесообразно предусмотреть в профиле ствола прямолинейный наклонный участок с длиной, большей предполагаемого интервала интенсивного образования желобов. Это позволит в 2 - 3 раза снизить рост желобообразования.

3.4.2.2. Необходимо организовать периодические замеры конфигурации ствола профилемером для контроля за образованием и развитием желобов. Первый замер производится при достижении скважиной глубины 500 м ниже башмака первой промежуточной колонны, а последующие - через 200-300 м бурения.

3.4.2.3. Не изменять по возможности компоновку низа бурильной колонны.

3.4.2.4. Разрушение желобов рекомендуется проводить проработкой расширителем или взрывом торпед.

3.4.2.4.1. В компоновке для проработки интервала ствола с желобными выработками предусматривается размещение лопастного или шарошечного расширителя с хвостовиком из бурильных труб длиной 300 - 400 м. При проработке отвода промывка должна производиться с максимальным расходом, а скорость проработки должна быть ограничена.

3.4.2.4.2. При наличии большого угла искривления или невозможности размещения расширителя над хвостовиком достаточной длины желоба следует разрушать взрывом специальных гибких торпед в интервалах пород повышенной твердости или торпед из детонирующего шнура (ТДШ) в мягких и средней твердости породах.

3.4.2.5. Для предотвращения попадания бурильных труб в желоб в компоновку устанавливаются спиральные четырехлопастные центраторы, изготовленные из УБТ длиной 1 - 1,2 м, с наваркой спиральных ребер. Наружный диаметр центратора должен быть в 1,35-1,45 раз больше ширины желобной выработки, определенной по результатам профилометрии.

3.4.2.6. При обнаружении признаков попадания инструмента в желобную выработку запрещается его освобождение путем расхаживания с натяжением сверх собственного веса. Бурильщик обязан принять следующие первоочередные меры:

3.4.2.6.1. Попытаться сбить бурильную колонну вниз разгружая ее на 200-300 кН и не доводя натяжение колонны до ее собственного веса. Попытку следует повторить до 4 - 5 раз.

3.4.2.6.2. Пытаться подсоединить ведущую трубу, восстановить циркуляцию и повернуть инструмент ротором с разгрузкой веса на 30 - 40 кН.

3.4.3. Предупреждение заклинивания низа колонны посторонними предметами.

Для недопущения попадания в ствол скважины посторонних предметов следует закрывать устье скважины при поднятом инструменте специальным

устройством и не допускать работу над ротором без закрытия устья.

В случае падения в скважину посторонних предметов члены буровой вахты обязаны немедленно известить об этом бурильщика, а тот - бурового мастера, сделав запись в буровом журнале. До распоряжения бурового мастера углубление скважины не производится.

Для очистки забоя от металлических деталей следует использовать магнитный фрезер или забойный фрезер со шламометаллоуловителем [2].

3.4.4. Предупреждение заклинивания колонны шламом или утяжелителем.

Прихваты инструмента осевшим шламом или утяжелителем возникают из-за нарушений режима промывки скважины и других правил технологии бурения. Для предупреждения их необходимо выполнять следующие правила:

3.4.4.1. Не допускать отклонений от программы качественной промывки ствола скважины, в частности после окончания долбления и в случае обвалообразований.

Буровой раствор должен быть стабильным, его вязкость и статическое напряжение сдвига не должны быть менее значений, указанных в ГТН.

3.4.4.2. Не оставить колонну труб в скважине без промывки. Для реализации этой цели необходимо:

3.4.4.2.1. Обеспечить непрерывный контроль за давлением в нагнетательной системе. Для этого следует следить за исправностью регистрирующих манометров на выкиде буровых насосов.

3.4.4.2.2. Не допускать промывов бурильной колонны. Для этого необходимо не реже одного раза в месяц проводить профилактическую опрессовку бурильной колонны на давление 20 МПа. При падении давления во-время рейса следует, если работа насосов будет признана нормальной, провести осмотр инструмента, а в случае необходимости, опрессовку. Дефектоскопию бурильной колонны необходимо проводить согласно плану буровой организации.

3.4.4.3. В случае возникновения прихвата вследствие оседания шлама, утяжелителя или цемента бурильщик предпринимает следующие первоочередные меры.

3.4.4.3.1. Восстанавливает циркуляцию с одним клапаном насоса с постепенным увеличением расхода раствора до нормального.

3.4.4.3.2. Расхаживает и пытается повернуть инструмент при натяжении в пределах собственного веса.

3.5. Предупреждения прихватов колонн обвалившимися неустойчивыми породами

Для предупреждения прихватов колонны труб в интервалах, сложенных осыпающимися, обваливающимися и выпучивающимися породами, необходимо проведение следующих работ.

3.5.1. При проектировании и в процессе бурения необходимо создать условия для проходки интервала с минимально возможным временем. Простой из-за отсутствия материалов, труб, инструментов, в частности, пребывание ствола в ожидании спуска обсадных колонн, должны быть исключены.

3.5.2. Применяемая промывочная жидкость должна отвечать требованиям поддержания ствола в нормальном состоянии. Водоотдача раствора должна быть минимальной (3 - 4 ом^3 за 30 минут). Лучшим буровым раствором при проходке неустойчивых пород будет нейтральная к проходным породам жидкость. По данным Пустовойтенко И.П. коэффициент сдвига фильтрационной корки бурового раствора для предупреждения осей и обвалов $K_{\text{сд}}$ не должен превышать 0,15 [2].

3.5.3. В процессе проходки необходимо осуществить следующую систему мер по предотвращению резких колебаний гидродинамического давления в стволе скважины.

3.5.3.1. Ограничить скорости СПО в зонах с неустойчивыми породами, не допуская затяжек и посадок. Спуск инструмента следует проводить с промежуточными промывками, особенно при использовании растворов с большими значениями СНС. Перед подъемом буровой колонны скважина промывается с увеличенной на 5 - 10 % подачей насосов. Подъем труб при наличии сальника и без долива раствора в скважину не допускается.

3.5.3.2. Восстановление циркуляции должно быть плавным при постепенном увеличении расхода бурового раствора.

3.5.3.3. Для предупреждения неустойчивости хемогенных пород и связанных с этим прихватов необходимо такие породы вскрывать на растворах, нейтральных к данным породам, или на растворах, предварительно насыщенных соответствующим типом солей с необходимой концентрацией их в растворе. Следует также поддерживать нужное противодавление на хемогенные пласты с пропластками глинистых пород, склонные к интенсивному пластическому течений.

3.5.4. В качестве первоочередных мер при возникновении прихвата бурильщик обязан выполнить следующее:

3.5.4.1. Восстановление циркуляции при одном клапане насоса с постепенным увеличением расхода раствора до обычного.

3.5.4.2. Проведение расхаживания колонны с натяжением до 150 - 200 кН сверх собственного веса.

3.5.4.3. Отбивка прихвата ротором при допустимом числе оборотов и натяжении до собственного веса колонны.

Не разрешается восстановление циркуляции с большой подачей раствора.

3.6. Предупреждение прихватов колонн сальником

Сальникообразование характерно при бурении скважин в глинистых породах при наличии интервалов с интенсивным образованием рыхлых фильтрационных корок. Для предотвращения возможностей возникновения прихватоопасных условий в скважине необходимо принять следующие меры.

3.6.1. Соблюдение режима промывки является основным условием предупреждения прихватов.

В работе [8] рекомендуется принимать скорость восходящего потока бурового раствора в кольцевом пространстве равной 0,4 - 0,6 м/с, а в интервалах неустойчивых глин ее увеличивать до 1,2 м/с. В случае появления сальников необходимо увеличение скорости восходящего потока до 2,5 м/с и более.

В случае недостаточной производительности насосов для улучшения очистки

ствола скважины от шлама необходимо периодически поднимать бурильную колонну над забоем на длину ведущей трубы и спускать с вращением. Рекомендуется также при турбинном бурении производить через определенные периоды времени спуски инструмента без турбобура для того, чтобы промыть скважину в течение 2 - 3 циклов циркуляции при максимально возможной подаче насосов.

При вынужденных остановках проходки и невозможности промывки скважины с обычной подачей раствора колонну необходимо поднять в обсаженную или неосложненную часть ствола.

3.6.2. Буровой раствор и применяемые для его обработки химические реагенты должны обеспечить образование тонких прочных фильтрационных корок. Введением смазочных добавок необходимо снизить коэффициент сдвига фильтрационной корки до 0,3. Вязкость и СНС раствора должны иметь минимальные значения.

3.6.3. В случае повышения давления в нагнетательной линии углубление скважины необходимо прекратить. Путем интенсивной промывки, расхаживания с натяжением до величины собственного веса и вращения ротора с частотой до 1,2 об/с следует создать в стволе скважины нормальные условия для возобновления бурения.

Возникновение затяжек при подъеме инструмента должно служить сигналом для его прекращения, осторожного восстановления циркуляции с постепенным ее увеличением и проработкой места затяжек. Проработка должна проводиться с большой осторожностью, без затяжек, посадок и повышения давления на насосах.

3.6.4. Первоочередные меры бурильщика в случае затягивания колонны в сальник следующие:

3.6.4.1. При бурении под кондуктор необходимо разгрузить бурильную колонну на полный вес. Для других случаев разгрузка производится на вес труб, находящихся в открытой части ствола.

3.6.4.2. Восстановить циркуляцию сначала при одном клапане насоса с постепенным увеличением подачи до обычной.

3.6.4.3. Попытаться до 4 - 5 раз провернуть колонну ротором на допустимое расчетом число оборотов при разгруженном на 30 - 40 кН ниже собственного веса инструменте.

3.6.4.4. В случае полного или частичного освобождения колонны сальник необходимо разрушить вращением с интенсивной промывкой.

3.6.4.5. Освобождение бурильной колонны расхаживанием при натяжении ее сверх собственного веса не допускается, так как осложняет процесс ликвидации прихвата.

3.7. Предупреждение прихватов обсадных колонн

Все работы по проведению крепления скважины проводят по заранее составленному и утвержденному главным инженером буровой организации плану. Последний составлен с учетом геолого-технических условий месторождения, состояния и степени износа механизмов буровой установки, оснастки, инструментов, фактической состоянием ствола скважины, отклонений от технологии бурения скважины под данную обсадную колонну. Важное значение для предупреждения прихватов имеют подготовительные работы, главная цель которых - обеспечить непрерывное ведение работ по креплению скважины. Это позволит исключить возможность перерывов в спуске обсадной колонны и избежать возникновения прихватоопасных ситуаций.

3.7.1. Проверяется состояние фундаментов, оснований, буровой вышки, оборудования для СПО, противовыбросового оборудования, буровых насосов и других элементов циркуляционной системы, контрольно-измерительных приборов. Обнаруженные недостатки исправляются, неисправный инструмент и оборудование заменяются или ремонтируются.

3.7.2. На одном плашечном превенторе производится установка плашек под обсадные трубы. Для дублирования возможностей герметизации заколонного и внутриколонного пространства подготавливается стальная бурильная труба под трубные плашки второго превентора с открытым шаровым краном или обратным клапаном и переводником для навинчивания на обсадную колонну. Производится опрессовка.

3.7.3. Вопросы подготовки обсадных труб на трубной базе, транспортировки на буровую и подготовки их на буровой подробно описаны в литературе [2,5] и нами не рассматриваются.

3.7.4. Подготовка ствола скважины является важнейшим мероприятием по предупреждению прихватов обсадных колонн. До начала подготовки ствола выполняется комплекс заключительных геофизических исследований, благодаря которому получают основные данные для плана проработки скважины. При этом уточняется глубина установки башмака колонны, интервалы сужения ствола, размеры каверн и объем скважины, интервалы и места установки элементов технологической оснастки. Ствол скважины прорабатывается в интервалах сужений компоновкой инструмента, примененной в последнем рейсе при бурении и калибруется на всю глубину спуска обсадной колонны. После калибровки скважина промывается в течение 1,5 - 2 циклов до полной очистки ствола от шлама и выравнивания параметров раствора.

3.7.5. Спуск обсадной колонны проходит под руководством ответственного инженерно-технического работника. Не допускается отклонений от плана спуска колонны без согласования с главным инженером.

Скорость спуска обсадной колонны должна быть ограничена. Например, на нефтяных месторождениях Тюменской области она ограничивается 1 м/с до кровли покурской свиты и 0,4 м/с. ниже. Нельзя допускать резких остановок колонны. Если при спуске произошла посадка колонны при нагрузке, превышающей на 15 % вес спускаемых труб (вертикальная скважина) и на 30 % вес труб в наклонно-направленной скважине, то процесс спуска необходимо остановить, а ствол скважины промыть до устранения посадки. Не разрешается расхаживание обсадной колонны без долива бурового раствора.

Лекция 4

Изучаемые вопросы

1. Разновидности способов ликвидации прихватов.
2. Определение границ прихвата.
3. Установка жидкостных ванн: нефтяных, водяных, кислотных.
4. Использование взрывного способа ликвидации прихватов.
5. Применение ударных механизмов.
6. Ликвидация прихватов обсадных колонн.

4. СПОСОБЫ ЛИКВИДАЦИИ ПРИХВАТОВ

Для ликвидации прихватов применяют следующие способы [2, 5, 6, 7, 9]:

- установка жидкостных ванн,
- встряхивание прихваченного участка колонны взрывом торпед;
- установка цементного моста и зарезка нового ствола;
- применение ударных механизмов;
- использование гидроимпульсного способа;
- обуривание или фрезерование прихваченного участка колонны;
- развинчивание буровой колонны левым инструментом и подъем труб по частям;
- снижение уровня бурового раствора в стволе скважины;
- импульсно-волновое воздействие на трубы в зоне прихвата;
- использование испытателей пластов;
- расхаживание и проворот колонны ротором;
- восстановление циркуляции и промывка скважины;
- гидровибрирование колонны труб.

Необходимо отметить, что три последних способа не следует рассматривать в качестве самостоятельных. Практика буровых работ показывает, что раздельное применение их неэффективно [12]. Эти способы рекомендуется применять в качестве первоочередных мер буровой вахты, в сочетании с некоторыми другими способами, а также для недопущения увеличения зоны прихвата вверх по стволу при дифференциальном прихвате.

4.1. Определение границ прихвата.

Большая часть применяемых способов позволяет уточнить только верхнюю границу прихвата. Нижнюю границу можно определить с помощью акустических цементомеров (АКЦ).

4.1.1. Определение верхней границы прихвата по упругому удлинению свободной части колонны.

Буровая бригада при возникновении прихвата не может незамедлительно использовать способы, требующие применения специальной аппаратуры и оборудования. При нормальном процессе углубления скважины такое оборудование обычно не хранится на буровой и доставка его требует определенных затрат времени, что может значительно усложнить освобождение инструмента. Самым простым способом определения верхней границы прихвата является расчет свободной части колонны по упругому удлинению ее под действием растягивающей нагрузки, превышающей собственный вес труб.

Для одномерной по наружному диаметру и толщине стенки колонны длина ее свободной неприхваченной части определяется в соответствии с законом Гука зависимостью [5]:

$$L = \frac{1,05 \cdot E \cdot F \cdot \Delta l}{\Delta P} \quad (4.1)$$

где: **1,05** - коэффициент, учитывающий увеличение жесткости колонны за счет замковых соединений;

E - соответственно модуль упругости ($2,1 \cdot 10^5$ МПа для стали и $0,7 \cdot 10^5$ МПа для сплава Д16Т);

F - площадь поперечного сечения труб, м²;

Δl - удлинение колонны, м;

ΔP - растягивающее усилие. Н.

Удлинение колонны **Δl** и растягивающее усилие **ΔP** ($\Delta P = P_2 - P_1$) определяют в следующей последовательности:

Бурильщик делает натяжение колонны **P₁**, которое на пять делений превышает показание ГИВ, соответствующее собственному весу труб до

прихвата, а на ведущей трубе делается отметка в плоскости стола ротора.

Для исключения погрешностей, вызванных трением в блоках талевой системы, производится повторное натяжение с усилием, на пять делений превышающим первоначальное, с быстрым снятием натяжения до первоначального и фиксацией второй отметки на ведущей трубе. Расстояние между двумя отметками делится пополам, а средняя черта принимается за первую отметку, соответствующую усилию P_1 .

Вторая отметка фиксируется аналогичным образом при натяжении инструмента усилием P_2 , которое на 10 - 20 делений по ГИВ больше усилия P_1 . Искомое удлинение Δl равно расстоянию между отметками.

Величины растягивающих нагрузок P_1 и P_2 пересчитываются в соответствии с паспортными данными индикатора веса.

Для многомерной комбинированной колонны верхняя граница прихвата рассчитывается из исходной формулы, в которой получена величина суммарного удлинения всех секций колонны выше зоны прихвата Δl в зависимости от приложенной нагрузки ΔP [11]:

$$\Delta l = \sum_{i=1}^n \frac{\Delta P \cdot l_i}{1,05 \cdot E_i \cdot S_i} = \sum_{i=1}^n \frac{\Delta P \cdot l_i \cdot \rho_i}{1,05 \cdot E_i \cdot q_i} = \sum_{i=1}^n \frac{l_i}{K_i} \quad (4.2)$$

где: l_i , E_i , S_i , q_i , ρ_i , n_i - соответственно длина, модуль упругости, площадь поперечного сечения, масса единицы длины, плотность металла каждой одномерной секции, число секций колонны.

Расчетное значение удлинения сравнивается с фактическим удлинением $\Delta l_{\text{ф}}$, получаемым в вышеописанной последовательности. При равенстве расчетного и фактического удлинений длина свободной части колонны определяется по формуле

$$L = \sum_{i=1}^n l_i \quad (4.3)$$

Рассмотренный способ применяется в качестве приблизительного, особенно при проходке наклонных и горизонтальных скважин, в которых силы сопротивления при движении колонн велики, поэтому большие погрешности в

расчетах неизбежны. Более точно границы прихватов определяются с помощью специальных аппаратов.

4.12. Определение интервалов прихвата с помощью специальной аппаратуры

В практике буровых работ нашли применение прихватоопределители (ПО), индикаторы места прихвата (ИМП), акустические цементомеры (АКЦ) спускаемые на каротажном кабеле. Наибольшее распространение получили прихватоопределители. Конструктивное устройство ПО показано на рис. 4.1.

Прибор состоит из электромагнита 2, заключенного в корпус 3 из немагнитного материала. Корпус изолирован сверху головкой 1, а снизу днищем 4. Характеристики ПО приведены в работах [2,6].

Принцип действия ПО основан на свойствах ферромагнитных материалов (стальных труб) намагничиваться на продолжительное время и размагничиваться при деформации этих участков труб. Последовательность работ с ПО включает три этапа.

Вначале ПО спускают в предполагаемый интервал прихвата и производят замер естественной намагниченности труб и элементов колонны. Затем путем подачи тока через электромагнит наносятся на трубы контрольные магнитные метки с шагом в 10 м. При этом намагничивается участок трубы длиной 0,15 - 0,20 м.

Вторым замером фиксируется кривая намагниченности вдоль всего участка, на котором ставились магнитные метки. Их необходимо отличать от аномалий замковых соединений. Амплитуда пиков магнитных меток в 4 - 5 раз больше фоновой кривой намагниченности и в 2 - 3 раза больше аномалий замковых соединений.

Перед проведением третьего замера колонну расхаживают с натяжением до собственного веса или пытаются ее повернуть ротором на допустимое расчетом число оборотов. Стальные трубы выше зоны прихвата, подвергшиеся деформации, "теряют" магнитные метки. В зоне прихвата, где трубы не испытывали деформации, метки сохраняются, поэтому граница исчезновения магнитных меток позволяет зафиксировать верхнюю границу прихвата.

ПО применяют также в обсадных и насосно-компрессорных трубах (НКТ). Использование ПО в трубах из алюминиевых сплавов Д16Т невозможно. В случае прихвата УБТ применение ПО не дает эффекта.

Индикаторы места прихвата (ИМП) по данным [2.11] позволяют более точно и в один прием определить верхнюю границу прихвата. Принцип действия ИМП основан на регистрации деформаций колонны труб датчиком ИМП, притягиваемым к внутренней поверхности труб многополюсным электромагнитом.

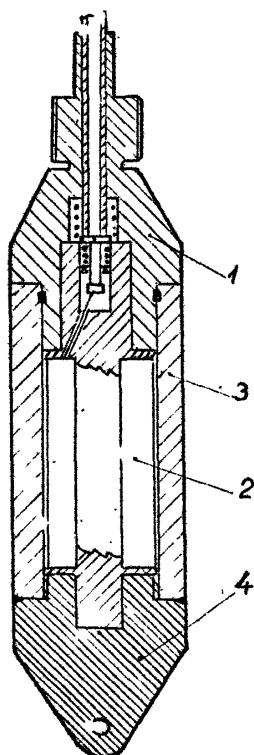


Рис. 4.1. Прихватопределитель

Замеры деформаций производятся параллельно с расхаживанием или поворотом колонны. Обычно бывает достаточно 5 - 6 замеров для определения границы, на которой деформация труб не происходит [11].

Некоторое распространение в практике работ по установлению интервала прихвата нашли акустические цементомеры. Они позволяют определять не только верхнюю, но и нижнюю границу прихвата. При этом регистрируют относительную амплитуду продольной волны (A_k), а также время прохождения продольной волны по породе (T_n). По данным [2], интервал прихвата соответствует максимальным значениям A_k и минимальному времени T_n .

4.2. Установка жидкостных ванн

Это один из основных наиболее распространенных способов ликвидации прихватов. Он эффективен для освобождения труб в проницаемых породах, когда колонна прижата к стенке скважины перепадом дифференциального давления. По данным [12], 65 % прихватов этой категории ликвидируется путем установки жидкостных ванн. Способ не рекомендуется для освобождения колонн, заклиненных посторонними предметами, обвалившейся горной породой, в желобах, в суженной части ствола, а также бурильных труб в нарушенной обсадной колонне. Основным условием применения жидкостной ванны является сохранение циркуляции бурового раствора при прихвате. В зависимости от литологического состава пород в зоне прихвата применяют нефть, дизельное топливо, воду, кислоты, щелочи, а также комбинированные по составу ванны. Перед установкой жидкостной ванны определяют суммарное гидростатическое давление столбов бурового раствора и агента ванны.

Оно должно превышать пластовое давление самого высоконапорного горизонта в открытом стволе скважины на 5 - 10 %. Если это условие не соблюдается, то буровой раствор следует утяжелить. При выборе агента жидкостной ванны следует использовать рекомендации работы [11].

4.2.1. Ликвидация прихвата с помощью установки нефтяных ванн.

Нефть является наиболее активным агентом жидкостной ванны. Рекомендуется устанавливать ее в первые моменты возникновения прихвата для предотвращения интенсивного роста сил, прижимающих бурильную колонну к стенке скважины, но не позже 3 - 5 часов после начала аварии.

4.2.1.1. Перед установкой нефтяной ванны необходимо выполнить следующие мероприятия:

- определить верхнюю границу прихвата по упругому удлинению колонны или с применением специальных приборов (раздел 4.1).

- проверить надежность работы противовыбросового оборудования, насосов и других элементов циркуляционной системы, состояние буровой вышки и талевого системы, подготовку средств пожаротушения, наличие необходимого

количества и качества бурового раствора в запасных емкостях. Провести очистку площадки вокруг буровой для предотвращения загораний.

- установить в бурильной колонне обратный клапан или шаровой кран для предупреждения нефтеводогазопроявлений.

4.2.1.2. Объем нефти для ванны определяется из расчета перекрытия интервала прихвата в затрубном пространстве и подъема выше верхней границы прихвата не менее чем на 50 - 100 м. Кроме того, определенный объем нефти (3 - 5 м³) резервируется в бурильных трубах, исходя из технологических особенностей процесса освобождения инструмента нефтяной ванной. Рекомендуется после 1 часа нахождения колонны под ванной проверять возможность ликвидации аварии расхаживанием, после чего порцию нефти объемом 0,5 - 0,7 м³ необходимо продавить в зону прихвата.

Суммарный объем нефти для ванны Q определяется по формуле:

$$Q = 0,785 \cdot (K^2 \cdot D^2 - d_H^2) \cdot (H + h) + 0,785 \cdot d_B^2 \cdot h_1 \quad (4.4)$$

где: K - коэффициент кавернозности ствола в зоне прихвата;

D - диаметр долота, м;

d_H, d_B - наружный и внутренний диаметры бурильных труб, м;

H - интервал прихвата, м;

h - расчетная высота подъема нефти выше зоны прихвата, м; назначается для нивелирования возможной ошибки определения верхней границы прихвата. h принимается равной 50 - 100 м;

h_1 - высота столба резервного объема нефти в бурильных трубах, м.

4.2.1.3. Гидростатическое давление в стволе скважины после установки ванны должно превышать пластовое в целях недопущения нефтегазоводопроявлений. Проверочный расчет гидростатического давления столба нефть - буровой раствор производится с помощью номограммы (рис.4.2).

Например, на глубине 2100 м в нефтенасыщенных песчаниках произошел прихват инструмента в интервале 2000 - 2100 м. Скважина бурилась раствором плотностью 1230 кг/м³. Пластовое давление на глубине 2100 м равно 22 МПа. Для ванны используется нефть плотностью 830 кг/м³. Проведенным по формуле 4.4

расчетом выявлено, что требуемый объем нефти равен 10 м^3 , объем бурового раствора 90 м^3 .

Содержание легкого компонента столба (нефти) равно:

$$\frac{10}{10 + 90} \cdot 100\% = 10\%$$

Откладываем на левой оси плотность нефти (точка А), на правой плотность бурового раствора (точка Б) и соединяем точки прямой. Из точки В, соответствующей содержанию легкого компонента (10%), восстанавливаем перпендикуляр до пересечения с прямой А - Б в точке Г. Из точки Г проводится горизонтальная прямая до пересечения с правой осью в точке Д.

Точка Д определяет средневзвешенную плотность столба нефть - буровой раствор в скважине - 1170 кг/м^3 . Гидростатическое давление этого столба $P_{\text{гид}}$ равно:

$$P_{\text{гид}} = 9,8 \cdot 1170 \cdot 2100 = 24,6 \text{ МПа}$$

Согласно [3, табл.2] минимальная репрессия в нефтенасыщенных пластах на глубине 2100 м должна быть равной 1,5 МПа.

В нашем примере репрессия на пласт равна $24,6 - 22 = 2,6 \text{ МПа}$, что предотвращает возможность нефтепроявления во время установки нефтяной ванны.

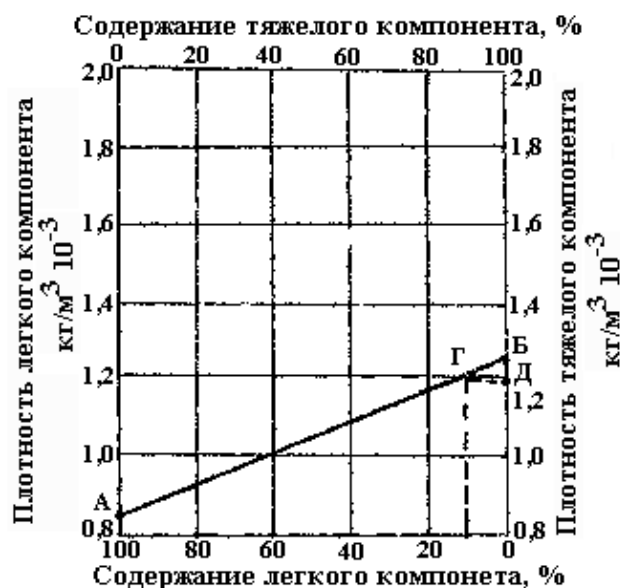


Рис. 4.2. Номограмма для определения гидростатического давления при установке жидкостной ванны

4.2.1.4. Буровой раствор в стволе скважины должен иметь по возможности минимальные величины вязкости, СНС и плотности.

Для предупреждения всплывания нефти и ухода ее из зоны прихвата рекомендуется перед порциями нефти и продавочной жидкости закачать порцию буферной жидкости с расчетом заполнения ею 150 - 200 м заколонного и внутритрубного пространств. Для приготовления буферной жидкости на основе применяемого бурового раствора требуется обработать его реагентами - структурообразователями типа КМЦ, крахмал и др. с дозировкой их не более 2 - 3 %.

Приготовленная буферная жидкость должна иметь следующие параметры:

- плотность, близкую к плотности бурового раствора;
- вязкость максимально возможную;
- СНС₁₀ не менее 27 МПа;
- водоотдачу примерно равную водоотдаче бурового раствора.

Обязательным при приготовлении буферной жидкости является ее проверка на коагуляцию при контакте с буровым раствором.

4.2.1.5. При возможности выбора рекомендуется применять безводную высокоподвижную малопарафинистую нефть с малой плотностью. Для повышения эффективности ванны в нефть добавляются поверхностно-активные вещества, например сульфонол, дисольван. НЧК. ОП-10 и др. в количестве до 1 - 3 % от объема нефти [13].

4.2.1.6. В случае возникновения прихватов в зонах АВПД рекомендуется применять специальные утяжеленные жидкости на нефтяной основе. На глубоких разведочных скважинах объединения "Ямалнефтегазгеология" для установки ванн используется жидкость с плотностью 1800 кг/м³ со следующим составом (на 1 м³) [14]:

- дизельное топливо в объеме 0,65 м³;
- высокоокисленный битум - 140 кг;
- соли жирных кислот - 10 кг;
- пятидесятипроцентный раствор едкого натра - 0,005 м³;

- модифицированный барит - 850 кг.

Применение специальных утяжеленных жидкостей позволяет вести установку ванн без снижения гидростатического давления столба бурового раствора и агента на продуктивный пласт, что уменьшает возможность возникновения проявлений флюидов во время ликвидации аварий.

4.2.1.7. Закачка компонентов ванны производится насосами в последовательности: буферная жидкость - нефть - буферная жидкость - продавочная жидкость при максимальной подаче. Скорость восходящего потока бурового раствора, буферной жидкости и нефти в кольцевом пространстве должна быть равна скорости потока при бурении этого интервала.

4.2.1.8. После установки ванны в зависимости от разновидности прихвата колонна или разгружается на определенную часть ее веса, или оставляется под натяжением на талевой системе.

4.2.1.9. Для предотвращения распространения зоны прихвата рекомендуется расхаживать инструмент во время действия ванны не реже 2 раз за 1 час.

Расхаживание колонны для ее освобождения следует проводить через 4 - 6 часов после установки ванны, впрочем, это время может быть изменено с учетом опыта ликвидации прихватов в данном районе. После каждого расхаживания часть нефти из бурильной колонны ($0,5 - 0,7\text{м}^3$) прокачивается в зону прихвата.

4.2.1.10. Продолжительность ванны должна быть не менее 15 часов. Если при этом колонна не освобождена, то необходимо восстановить циркуляцию, промыть скважину и установить вторую нефтяную ванну. По данным Самодея А.К. установка более чем двух жидкостных ванн нецелесообразна [12]. В случае неудачи с установкой второй ванны иногда приступают к сплошной промывке скважины нефтью

4.2.1.11. При освобождении колонны производят промывку с вымывом нефти на устье и складированием ее для повторных установок ванн. Колонна труб поднимается из скважины. Проводится тщательный контроль состояния труб, включая дефектоскопию Ствол скважин в осложненных интервалах прорабатывается

4.2.2. Водяная ванна.

Применяется в том случае, если геологический разрез представлен устойчивыми породами, не склонными к осыпям и обвалам. Установка водяных ванн наиболее эффективна в скважинах, для промывки которых используется глинистый раствор на основе выбуренных пород (объединения "Башнефть", "Татнефть", "Оренбургнефтегаз"), а также при заклинке колонны в интервалах залегания натриевых и магниевых солей. Специалисты считают, что эффект от водяной ванны обуславливается осмотическим массопереносом через фильтрационную корку.

Преимущества водяной ванны по сравнению с нефтяной следующие:

- установка ванны может проводиться буровыми насосами;
- возможность немедленной установки в случае отсутствия нефти на буровой, что важно для буровых, удаленных от баз УБР, НГРЭ;
- вода тяжелее нефти, поэтому меры по предотвращению флюидопроявлений выполняются быстрее;
- вода как агент активна, легко проникает в тонкие каналы фильтрационных корок и менее интенсивно по сравнению с нефтью всплывает в стволе скважины, заполненной глинистым раствором;
- безопасность в пожарном отношении.

Эффективность водяных ванн увеличивается при добавках 1 - 2% ПАВ и некоторых химреагентов: ОП-10 (Урало-Поволжье, Украина), полиэтиленгликоль (США), глицерин, КМЦ, хромпик (Средняя Азия), соляная кислота (Украина).

4.2.3. Кислотная ванна.

Применяется при ликвидации прихватов труб в карбонатных породах, глинистых известняках и доломитах, а также в глинистых породах. Основой способа является способность кислоты растворять перечисленные породы. В основном для кислотных ванн применяется техническая соляная кислота 8 - 14 % концентрации, смеси соляной кислоты и воды или нефти, сульфаминовая кислота. Для растворения глинистых корок используется смесь 16 - 20 % - ной соляной и 40 % - ной плавиковой кислот. Соотношение компонентов смесей подбирается

путем лабораторных экспериментов из условия наиболее активного воздействия смеси кислот на образцы пород и фильтрационных корок. При проведении опытов необходимо знать, что скорость воздействия соляной, плавиковой кислот и их смесей на карбонатные породы в большой степени зависит от температуры и давления. При увеличении температуры на 20 - 25° скорость реакции возрастает в 3 раза, а при увеличении давления уменьшается.

Не допускается установка ванн с соляной и смеси соляной и плавиковой кислот при наличии в компоновке бурильной колонны труб из алюминиевого сплава Д16Т. Для уменьшения коррозионного воздействия кислот на стальные трубы и оборудование в них необходимо вводить ингибиторы (формалин, униколы, масла, ПАВ).

Для обеспечения благоприятных условий действия кислотных ванн применяется вода в качестве буферной жидкости. Объем воды определяется из расчета заполнения 50 м затрубного и внутритрубного пространств.

Последовательность операций при установке ванны начинается с закачки первой порции воды, затем закачивается кислота, причем в затрубное пространство первоначально продавливается 25-35 % расчетного объема с оставлением 66-75 % объема кислоты в колонне [2]. За кислотой следует закачка второй порции воды и расчетное количество продавочной жидкости.

Колонна должна находиться под ванной в течение 3 - 6 часов. Через 1 час инструмент расхаживают и продавливают в зону прихвата 1 - 4 м³ кислоты.

Необходимо обращать большое внимание на соблюдения правил охраны труда, так как работы с кислотами могут быть опасными для здоровья членов буровой бригады.

4.3. Использование взрывного способа ликвидации прихватов

Способ получил название "встряхивания". Взрыв торпеды из детонирующего шнура (ТДШ) в зоне прихвата создает ударную волну, отрывающую трубы от стенки скважины или сальника. При этом происходит ослабление сил сцепления колонны с затрубной средой. При прижатии инструмента к стенке скважины перепадом давления "встряхивание" может привести к кратковременному

выравниванию давления вокруг трубы и снятию прижатия. В случае расхаживания или отбивки ротором колонна может быть освобождена.

Торпедирование в определенных условиях может помочь восстановлению циркуляции бурового раствора, а это обстоятельство должно решительным образом изменить ситуацию с прихватом в лучшую сторону. В случае заклинивания долота при роторном бурении производят взрыв фугасной торпеды, спущенной к долоту.

"Встряхивание" КНБК с предварительным ее натяжением может привести к ликвидации прихвата.

4.3.1. Все работы по подготовке взрыва, выбору заряда, проведению торпедирования производятся по регламенту работы [15]. Величина заряда торпеды определяется из условий обеспечения необходимого эффекта и недопущения повреждения труб.

Длина ТДШ должна на 5 - 10 м превышать длину прихваченного участка труб, а масса заряда ВВ не должна быть более 5 кг. При превышении интервала прихвата величины 100 м торпедирование следует проводить по участкам.

4.3.2. Работы по торпедированию выполняются в следующее последовательности:

- выясняется причина возникновения прихвата;
- проводится расхаживание колонны и промывка скважины;
- определяется участок прихваченной колонны;
- в скважину спускает шаблон. В это время собирают торпеду заданной длины и опускают в скважину против всей длины участка прихвата;
- производится натяжение колонны с максимально допустимым усилием. Это правило не относится к прихватам, возникшим при затяжках труб в суженный участок ствола или в желобной выработке;
- колонна проворачивается ротором на максимально допустимое число оборотов;
- осуществляется взрыв;
- колонна расхаживается или отбивается ротором;

- кабель, груз и головка извлекаются из скважины, она промывается, освобожденная колонна поднимается.

4.3.3. Взрывной способ при ликвидации прихватов применяется также для следующих целей:

- отсоединение неприхваченной части колонны труб ослаблением резьбового соединения с последующим развинчиванием,

- освобождение свободной части колонны обрывом труб. Это способы подробно описаны в работах [15], поэтому здесь не рассматриваются.

4.4. Применение ударных механизмов (УМ)

Ударные устройства, называемые еще яссами предназначены для освобождения прихваченных бурильных колонн ударами вверх и вниз. Наибольшая эффективность достигается при ликвидации прихватов типа заклинивания. В основе любого УМ обязательно наличие бойка, перемещающегося в корпусе и наносящего удары по наковальне, жестко связанной с прихваченной частью колонны.

Различают следующие виды УМ:

- со свободным бойком, наносящим непрерывные удары по наковальне с силой, пропорциональной собственной массе. Эти УМ известны как гидроударники или гидровибраторы;

- с бойком и присоединенной к нему массой в виде части бурильной колонны, на которой УМ спущен к месту прихвата.

УМ первого типа генерирует вибрации с частотой 25 - 50 гц, передающиеся к месту контакта труб с глинистой коркой, сальником или шламом. Под действием вибрации происходит разжижение среды в зоне ее контакта с инструментом, уменьшается ее прочность на сдвиг, а следовательно, уменьшается сопротивление перемещению прихваченной колонны. Устройства данного типа не нашли широкого применения.

УМ второго типа (яссы) имеют две разновидности: непрерывного действия и единичного. Механизмы первой разновидности не вышли из стадии лабораторных разработок, а устройства единичного действия применяются в

различных регионах России и стран СНГ. Например, гидравлический ударный механизм (ГУМ), разработанный в ВНИИБТ, возбудитель упругих колебаний (ВУК) института механики МГУ, устройство для ликвидации прихватов (УЛП) института ВНИИКрнефть, ясс механический (Украина) [2,5,6,7.9,11]. Все эти механизмы имеют корпус, боек, наковальни и захватно-освобождающее устройство или замок. Боек связан с колонной труб, на которых спускается УМ, а корпус и наковальни соединяются с прихваченными трубами. Замок у всех перечисленных механизмов имеет различную конструкцию, но его назначение одинаково: после зарядки замка создаются условия упругого продольного деформирования части бурильной колонны, а после разрядки замка освободившийся боек вместе с присоединенной массой ударяет по наковальне.

4.5. Гидроимпульсный способ (ГИС)

Применяется для освобождения инструмента, прихваченного перепадом давления, сальником, заклиниванием в желобах и посторонними предметами. Способ не требует длительной подготовки и его применение может быть достаточно быстрым.

Механизм и ликвидации прихвата реализуется путем разгрузки колонны труб резким снятием предварительно созданных напряжений растяжения в материале труб и напряжений сжатия жидкости, находящейся внутри труб.

Верхний конец бурильных труб оборудуется нагнетательной головкой с кранами высокого давления, на отводных патрубках, задвижкой и диафрагмой. Колонна разгружается полностью или частично и подвешивается на талях. В бурильную колонну закачивают воду или нефть, или дизельное топливо, или газ, при этом плотность бурового раствора в затрубном пространстве не должна быть менее 1350 кг/м^3 .

При разрыве диафрагмы давление в колонне резко падает, происходит перемещение труб из-за снижения растягивавших напряжений, а также переток бурового раствора из затрубного пространства в трубы с большой начальной скоростью и кратковременное снижение перепада давления вследствие понижения уровня раствора в затрубном пространстве. В случае возобновления

расхаживания инструмент может быть освобожден после проведения 1 - 5 импульсов.

Ограничения для применения ГИС следующие:

- негерметичность бурильной колонны;
- наличие в открытом стволе слабосцементированных пород, склонных к обвалам;
- плотность бурового раствора менее 1350 кг/м^3 ;
- зашламленность забоя с возможным закупориванием промывочных каналов буровых долот и прекращением циркуляции.

4.6. Гидровибрирование колонны труб

Гидровибрирование не является самостоятельным способом ликвидации прихвата. Оно применяется в сочетании с расхаживанием колонны и установкой жидкостных ванн. Колебательные волны гидравлического канала передаются колонне труб. Вибрирование труб вызывает выделение свободной воды в зоне контакта трубы и фильтрационной корки, тем самым происходит снижение коэффициента трения и нарушение контакта труб со стенками скважины.

Гидровибрирование достигается отключением на время компенсаторов буровых насосов и оставлением в насосе в работе одного нагнетательного и одного всасывающего клапана.

4.7. Ликвидация прихватов обсадных колонн

При возникновении прихвата необходимо немедленно восстановить интенсивную циркуляцию бурового раствора с расхаживанием колонны. Расхаживание следует производить плавно, без резких посадок с усилиями натяжения на 50 - 100 кН больше собственного веса колонны [12]. Разгрузка обсадных колонн не должна превышать: для колонны диаметром 0,146 - 0,219 м - 150 кН, для колонны диаметром 0,273 - 0,325 м - 200 кН. В случае, если эти первоочередные меры не приводят к освобождению труб в течение 1 - 2 часов, то необходимо рассмотреть другие способы ликвидации прихвата. Рассматривается возможность цементирования обсадной колонны в месте остановки в случае, если

скважина полностью или частично выполнила целевое назначение, а также в случае возможности эксплуатации скважины с оборудованием меньшего размера по диаметру.

Если обсадная колонна должна быть спущена до забоя, то следующим мероприятием по ее освобождению будет определение интервала прихвата и установка жидкостной ванны (нефтяной или кислотной).

Возможна также сплошная промывка колонны нефтью или кислотой. При прихвате колонны с потерей циркуляции бурового раствора, прежде всего, предпринимают попытки ее восстановить. С этой целью над стоп - кольцом простреливают 15 - 20 отверстий, через которые пытаются промыть ствол скважины. При неудаче с помощью прихватаопределятеля или акустического цементомера определяет интервал прихвата, над верхней границей его простреливают 15 - 20 отверстий с той же целью восстановления циркуляции.

При отрицательном результате обсадную колонну цементируют в данном положении или извлекают свободную часть из скважины, обрезав трубы труборезкой. Дальнейший план включает или цементирование с забуриванием второго ствола, или подъем прихваченных труб по частям.

В случае посадки колонны в шлам, когда часть труб забивается шламом, необходимо колонну поднять над забоем и восстановить циркуляцию при малой подаче бурового раствора, Если трубы прихватило, то также вначале требуется восстановить циркуляцию с постепенным увеличением подачи раствора и расхаживанием колонны. При потере циркуляции делаются последовательные попытки ее восстановления. С этой целью перфорируют колонну над стоп - кольцом, пытаясь промыть низ колонны.

Дальнейший план освобождения колонны аналогичен вышеописанному.

4.8. Выбор способа ликвидации прихвата

Наибольшая эффективность при освобождении инструмента достигается в том случае, когда выбор способа ликвидации соответствует природе прихвата, т.е. его разновидности. В этом случае исполнители работ для конкретного случая выбирают наиболее эффективный способ и намечают последовательность

применения и чередования различных способов.

В условиях, когда ситуация в скважине неопределенна, не всегда удается выбрать самый эффективный способ и рациональную последовательность других методов для применения в каждом конкретном случае. Сотрудниками ВНИИКРнефть разработан выбор способа ликвидации прихвата на основе теории статистических решений [6,10]. Но предложенный метод не получил широкого распространения, на практике оптимальный план ликвидации прихвата определяется по результатам коллективного анализа обстоятельств аварии опытными специалистами и накопленного опыта работ в данном районе.

Основные правила выбора способа, сформулированные Пустовойтенко И.П. [2] выглядят следующим образом; первоначально должны быть применены способы, не требующие помощи буровой бригаде завозом дополнительных материалов и оборудования. Например, гидровибрирование буровыми насосами параллельно с расхаживанием и отбивкой колонны ротором, организация гидроимпульса, снижения давления в интервале прихвата понижением уровня в затрубном пространстве.

Вторым этапом плана работ будет реализация возможностей освобождения колонны без ее развинчивания над верхней границей прихвата, но с участием сторонних организаций (например, геофизиков) и доставкой дополнительных материалов (нефти, кислоты, ПАВ). Производится выбор из следующих способов: установка жидкостной ванны, встряхивание инструмента ТДШ, импульсно-волновой способ.

Третий этап плана предусматривает разъединение колонны над интервалом прихвата с последующим применением ударных механизмов или испытателей пластов [2], или погружного устройства для снижения гидравлического давления в зоне прихвата [11]. Кроме того, могут быть использованы такие трудоемкие способы, как обуривание прихваченной колонны и извлечение ее по частям или установка цементного моста и забуривание с него нового ствола. Последний из перечисленных способов нашел широкое применение в практике буровых работ в Тюменской области.

В мировой практике в целях ликвидации прихватов в возможно короткие сроки и с минимальными затратами обычно используется зависимость М. Броуса [2]:

$$t = \frac{R + C_{\text{н}}}{C_{\text{а}}} \quad (4.5)$$

где: **t** - максимально возможное время освобождения инструмента, сутки;

R - суммарная стоимость элементов бурильной колонны, оставленных в скважине;

C_н - суммарная стоимость работ по установке цементного моста и бурения до глубины на момент прихвата;

C_а - среднесуточные затраты на проведение работ по ликвидации привата.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВПД - аномально-высокие пластовые давления

АКБ - автоматический буровой ключ

ГТН - геолого-технический наряд

ГКЖ - гидрофобизирующие кремнийорганические жидкости

ГИВ - гидравлический индикатор веса

КМЦ - карбоксиметилцеллюлоза

КНБК - компоновка низа бурильной колонны

НКТ - насосно-компрессорные трубы

НГРЭ - нефтегазоразведочная экспедиция

ОЗЦ - ожидания затвердения цемента

ПАВ - поверхностно-активные вещества

РИТС - районная инженерно-технологическая служба

РГТИ - районная горнотехническая инспекция

СПО - спуско-подъемные операции

СМАд - смазочная добавка

СЖК - синтетические жирные кислоты

СГ - смесь гудронов

СНС - статическое напряжение сдвига

ТДШ - торпеда из детонирующего шнура

УБР - управление буровых работ

УБТ - утяжеленные бурильные трубы

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Инструкция по классификации, расследованию и учету аварий при бурении скважин на нефть и газ. - М.:ВНИИОЭНГ, 1979. - 26 с.
2. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. - М.: Недра, 1988. - 279 с.
3. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. - М.: Госгортехнадзор России, 1993. - 104 с.
4. Андресон Б.А., Абдрахманов Р.Г., Шарипов А.У. и др. Экологически чистые смазочные добавки для приготовления буровых растворов. - М.: ВНИИОЭНГ, 1991. - 71 с.
5. Самотой А.К., Предупреждение и ликвидация прихватов труб при бурении скважин. - М.: Недра, 1979. - 188 с.
6. Инструкция по борьбе с прихватами колонн труб при бурении скважин. - М.: Недра, 1976. - 67 с.
7. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению. Том 1. - М.: Недра, 1985. - 414 с.
8. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Рябченко В.И. Технология промывки скважин. - М.: Недра, 1981. - 301 с.
9. Галинов А.И., Самотой А.К. Гидродинамические способы ликвидации прихватов бурильных колонн. - М.: ВНИИОЭНГ, 1981. - 59 с.
10. Аветисов А.Г., Аветисян Н.Г., Кошелев Н.Н. и др. Опыт использования методов теории статистических решений для выбора способа ликвидации прихватов // Нефтяное хозяйство. - 1973. - № 8. - С. 82-65.
11. Ясов В.Г., Мысляк М.А. Осложнения в бурении: Справочное пособие. - М.: Недра, 1991.-334 с.
12. Самотой А.К. Анализ эффективности способов ликвидации прихватов. - М.: ВНИИОЭИГ, 1983. - 67 с.
13. Ясов В.Г., Аниськовцев А.В., Жуйков Е.П. и др. Применение жидкостных ванн при ликвидации прихватов бурильной колонны. - М.: ВНИИОЭНГ, 1989. - 40 с.
14. Симонов В.И., Творогов Б.А. Некоторые мероприятия по борьбе с прихватами в зонах АВПД // Труды ЗапСибНИГНИ. - Вып. 14. - Тюмень, 1979. - С. 44-47.
15. Инструкция по освобождению прихваченного бурильного инструмента торпедированием. - Л.: Недра, 1970. - 24 с.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ АВАРИЙНОСТИ БУРОВЫХ РАБОТ	4
1.1. Понятие об авариях и осложнениях	4
1.2. Классификация аварий	5
1.3. Распределение аварий по видам в управлениях буровых работ Тюменской области	7
1.4. Извещения об авариях	8
1.5. Мероприятия по ликвидации аварий	8
1.6. Порядок расследования и учета аварий	10
1.7. Отчетность об авариях. Показатели, характеризующие изменение аварийности.	11
2. ПРИХВАТ БУРИЛЬНЫХ И ОБСАДНЫХ КОЛОНН	13
2.1. Разновидности прихватов, условия их возникновения и признаки	14
2.1.1. Прилипание к стенке скважин под действием перепада давлений	14
2.1.2. Заклинивание низа колонны	15
2.1.3. Прихваты бурильной колонны обвалившимися неустойчивыми породами.	16
2.1.4. Прихват бурильной колонны сальником	18
2.2. Прихваты обсадных колонн	19
3. МЕТОДЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ПРИХВАТОВ КОЛОННЫ ТРУБ	21
3.1. Основные правила предупреждения прихватов при проектировании строительства скважин	21
3.2. Общие технологические меры предупреждения прихватов	24
3.3. Предупреждение прилипания бурильной колонны под действием перепада давлений	26
3.4. Предупреждение заклинивания низа колонны	28
3.5. Предупреждения прихватов колонн обвалившимися неустойчивыми породами	32
3.6. Предупреждение прихватов колонн сальником	33

3.7. Предупреждение прихватов обсадных колонн	35
4. СПОСОБЫ ЛИКВИДАЦИИ ПРИХВАТОВ.....	37
4.1. Определение границ прихвата	38
4.2. Установка жидкостных ванн.....	42
4.3. Использование взрывного способа ликвидации прихватов.....	48
4.4. Применение ударных механизмов (УМ).....	50
4.5. Гидроимпульсный способ (ГИС).....	51
4.6. Гидровибрирование колонны труб.....	52
4.7. Ликвидация прихватов обсадных колонн	52
4.8. Выбор способа ликвидации прихвата	53
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ СОКРАЩЕНИЙ	56
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	57

Владимир Георгиевич Абатуров

Бурение в сложных геологических условиях
Часть 1. Аварии, их предупреждение и ликвидация

Курс лекций

Редактор В.С. Чеботарева

Подписано к печати

Формат 60/90 1/16

Тираж

Объем 3,75 п. л.

Заказ

Бесплатно

Электрография кафедры "Бурение нефтяных и газовых скважин"
Компьютерная верстка "Лаборатория информационных технологий" ИНиГ
Институт нефти и газа ТюмГНГУ, 2003
625039, Тюмень, 50-лет Октября, 38