

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
Белорусский национальный технический университет

Кафедра «Горные работы»

Д. С. Матвеевко
А. В. Климович
М. А. Бабец

ТРЕНАЖЕР-ИМИТАТОР БУРЕНИЯ АМТ-221

*Методическое пособие
по подготовке и тренингу обучаемого персонала
для студентов специальности 1-51 02 01 «Разработка
месторождений полезных ископаемых»
направления 1-51 02 01-04 «Буровые работы»*

В 2 частях

Часть 2

МОДЕЛЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ
БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

*Рекомендовано учебно-методическим объединением по образованию
в области горнодобывающей промышленности*

Минск
БНТУ
2013

УДК 622.24(075.8)

ББК 33.13я7

М33

Рецензенты:

кандидат геолого-минералогических наук

Г. Л. Фурсиков (РУП «Белгеология»);

кандидат технических наук *В. П. Ильин* («БелНИГРИ»)

Матвеевко, Д. С.

М33 Тренажер-имитатор бурения АМТ-221 : методическое пособие по подготовке и тренингу обучаемого персонала для студентов специальности 1-51 02 01 «Разработка месторождений полезных ископаемых» направления 1-51 02 01-04 «Буровые работы» : в 2 ч. / Д. С. Матвеевко, А. В. Климович, М. А. Бабец. – Минск : БНТУ, 2013. – Ч. 2 : Модель технологических процессов бурения скважины. – 83 с.

ISBN 978-985-550-324-9 (Ч. 2).

В пособии приведены примеры оборудования и геолого-технические условия для типовых (базовых) вариантов имитации процесса бурения. Пользователи (обучаемые), прошедшие полный курс тренинга на тренажере-имитаторе АМТ-221, могут, пользуясь результатами собственного курсового проектирования скважин глубокого бурения, обратиться на кафедру «Горные работы» и при участии преподавателей и методистов-лаборантов создавать модели «собственной» скважины и отрабатывать на ней все возможные «нештатные» ситуации.

Издание предназначено для студентов – будущих инженеров по бурению.

Часть 1 «Общие сведения о буровом оборудовании, применяемом при бурении скважин на нефть и газ» вышла в БНТУ в 2013 году.

УДК 622.24(075.8)

ББК 33.13я7

ISBN 978-985-550-324-9 (Ч. 2)

ISBN 978-985-550-232-7

© Матвеевко Д. С., Климович А. В.,
Бабец М. А., 2013

© Белорусский национальный
технический университет, 2013

ВВЕДЕНИЕ

Тренажер-имитатор АМТ-221 производства ЗАО «АМТ» – «Автоматизация мониторинга технологий» получен ФГДЭ благодаря благотворительной поддержке РУП ПО «Белоруснефть».

Тренажер-имитатор предназначен для обучения буровых бригад и инженерного персонала нефтегазодобывающих предприятий, персонала противofонтанных частей, студентов буровых специальностей. Тренажер имитирует в реальном и ускоренном масштабах времени:

- технологические процессы бурения скважины на этапах углубки забоя, спуско-подъемных операций, крепления;
- возникновение и развитие осложнений и аварийных ситуаций, в том числе нефтегазопроявлений и выбросов;
- технологические процессы ликвидации нефтегазопроявлений и выбросов;
- показания прибора контроля бурения скважины, характеризующих состояние бурового оборудования, скважины, инструмента;
- реакцию бурового оборудования, инструмента, скважины (изменение их состояния) на действия обучаемого на пультах и постах управления буровым оборудованием.

Тренажер обеспечивает имитацию различных (без ограничений) геолого-технологических условий бурения: геологического разреза, конструкции скважины, набора бурового оборудования, инструмента, способов бурения (турбинный или роторный). Обеспечена возможность имитации возникновения при бурении нестандартных ситуаций.

Программное обеспечение тренажера содержит средства проектирования учебных заданий (сценариев обучения) с любыми геолого-технологическими условиями бурения и нестандартными ситуациями. Оно также содержит средства контроля и оценки действий обучаемого, ведения базы данных учебного процесса, формирования протокола обучения.

1. СОСТАВ ТРЕНАЖЕРА

Комплекс для обучения студентов состоит из набора пультов контроля и управления бурением скважин, подключаемых к компьютерному имитатору скважины и являющихся аналогами систем управления реально применяемых при бурении на нефть и газ.

В этот набор входят:

- пульт бурильщика с монитором;
- пульт циркуляционной системы с монитором;
- пост показывающих приборов;
- пульт превенторов;
- пульт дистанционного управления дросселем;
- пост устьевого оборудования;
- пост манифольда;
- пост блока дросселирования;
- пост управления цементировочной головкой;
- пульт управления цементированием (ПУЦ).

Далее, в этом подразделе, будут даны их описания и изображения их лицевых панелей и внешнего вида трубных частей.

При работе с задвижками следует учесть, что **все** задвижки, кроме гидроуправляемых, закрываются вращением штурвала в направлении по часовой стрелке и открываются против часовой стрелки.

Четыре гидроуправляемых задвижки работают по противоположному принципу.

Цветовая индикация открытия и закрытия кранов, задвижек и превенторов подчиняется следующему соглашению: красная лампочка – закрыто, зеленая лампочка – открыто.

1.1. Пульт бурильщика

Горизонтальная панель пульта бурильщика и оборудование, управление которым осуществляется с нее, приведены на рис. 1.1–1.4.

На горизонтальную панель на цифровой индикатор выводится обороты вала двигателя (диапазон измерения 0–max об./мин).

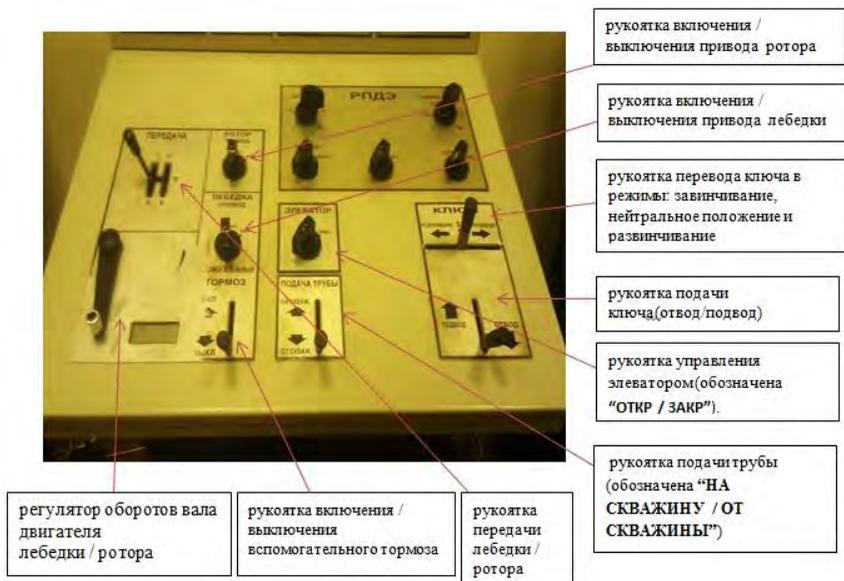


Рис. 1.1. Горизонтальная панель пульта бурильщика

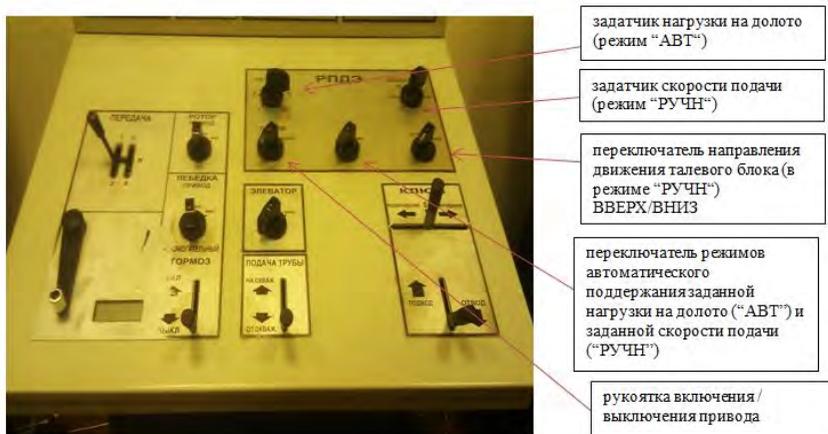


Рис. 1.2. Горизонтальная панель пульта бурильщика (управление РПДЭ)



рукоятка тормоза лебедки;
Ручной тормоз зажат (цепочка
накинута на крючок и
натянута)

Рис. 1.3. Тормоз лебедки



ножка переключатель
положения клиньев
(обозначена "подн."/
"опущ.");

Рис. 1.4. Ножка переключатель клиньев

На вертикальную панель пульта бурильщика (правую часть) выводятся следующие параметры (рис. 1.5):

- глубина спуска инструмента;
- скорость подачи инструмента;
- частота вращения ротора;
- число двойных ходов (ЧДХ) первого и второго насосов;
- расход на входе;
- изменение расхода на выходе;
- температура на входе/выходе;
- плотность на входе/выходе;
- содержание газа;
- уровень долива;

- уровень в емкостях;
- уровень раствора в скважине.



Рис. 1.5. Вертикальная панель пульта буровщика

На сигнальные лампочки:

- состояние сигнала «ОШИБКА» (загорается красная лампочка при возникновении аварийной ситуации или ошибки).

На жидкокристаллический экран в виде мультипликации:

- состояние элеватора;
- состояние и положение буровой колонны;
- состояние клиньев ротора;
- состояние буровых насосов;
- состояние превенторов и задвижек устьевого оборудования и манифольдов;
 - состояние бурового ключа;
 - состояние ротора;
 - высота талевого блока в цифровом виде, диапазон изменения 0–max м.

1.2. Пульт управления ЦС

С горизонтальной панели пульта циркуляционной системы осуществляется управление следующим оборудованием (рис. 1.6).

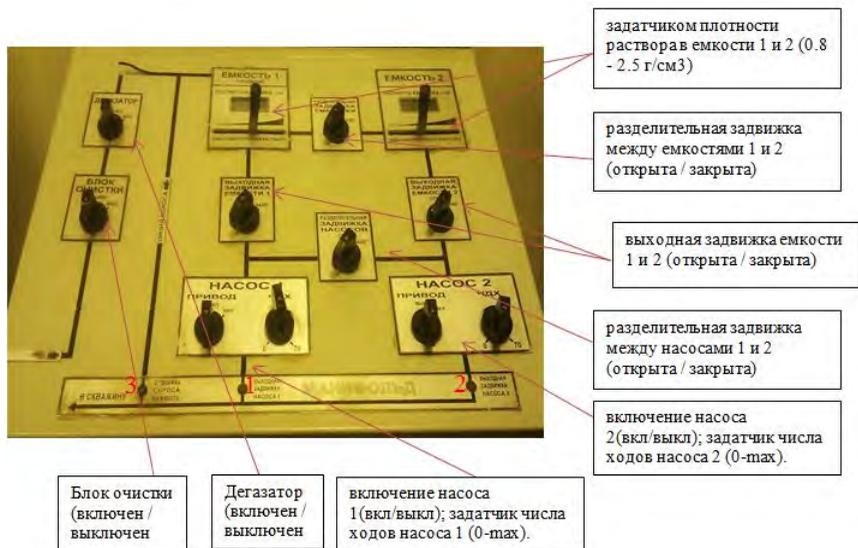


Рис. 1.6. Горизонтальная панель пульта ЦС:

- 1 – выходная задвижка насоса 1 (открыта – зеленая, закрыта – красная);
 2 – выходная задвижка насоса 2 (открыта – зеленая, закрыта – красная);
 3 – задвижка сброса в емкость (открыта – зеленая, закрыта – красная)

На вертикальную панель пульта управления ЦС выводятся следующие параметры:

- расход раствора на входе/выходе;
- температура раствора на входе/выходе;
- плотность раствора на входе/выходе;
- давление на входе;
- число двойных ходов (ЧДХ) насосов 1 и 2;
- уровень долива;
- уровень раствора в емкостях 1 и 2;
- содержание газа;
- объем закаченного раствора;
- уровень раствора в скважине.

На горизонтальную панель пульта управления ЦС выводятся следующие параметры:

- уровень раствора в емкости 1;
- уровень раствора в емкости 2.



Рис. 1.7. Вертикальная панель пульта ЦС

1.3. Пост блока дросселирования

С поста блока дросселирования осуществляется управление следующим оборудованием (рис. 1.8).



Рис. 1.8. Пост блока дросселирования.

На пульт выводятся следующие параметры:

- давление на выходе;
- объем закаченного раствора.

1.4. Пост устьевого оборудования

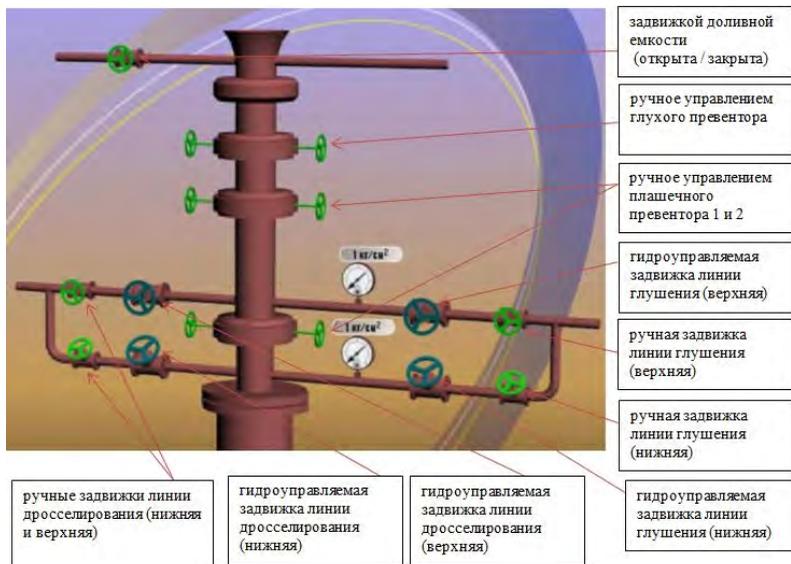


Рис. 1.9. Пост устьевого оборудования



Рис. 1.10. Пост устьевого оборудования

На пульт выводятся следующие параметры:

- давление в КП1 (верхний стрелочный индикатор);
- давление в КП2 (нижний стрелочный индикатор).

1.5. Пульт превенторов

С пульта превенторов осуществляется управление следующим оборудованием (рис. 1.11).

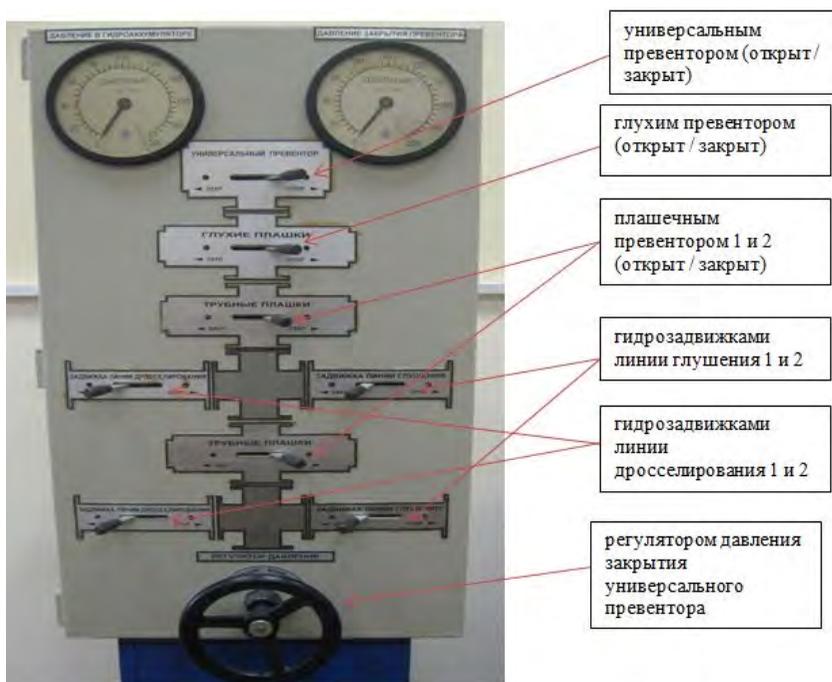


Рис. 1.11. Пульт превенторов.

На показывающие приборы пульта выводятся следующие параметры:

- давление в гидроаккумуляторе;
- давление закрытия превентора (универсального).

1.6. Пульт дистанционного управления дросселем

С пульта дистанционного управления дросселем осуществляется управление следующим оборудованием (рис. 1.12).



Рис. 1.12. Пульт дистанционного управления дросселем

На пульт также выводятся следующие параметры.

На цифровые индикаторы:

- степень (уровень) открытия дросселя;
- число ходов насоса 1;
- число ходов насоса 2.

На стрелочные показывающие приборы:

- давление в трубах;
- давление в КП.

1.7. Пост манифольда

С поста манифольда осуществляется управление следующим оборудованием (рис. 1.13).

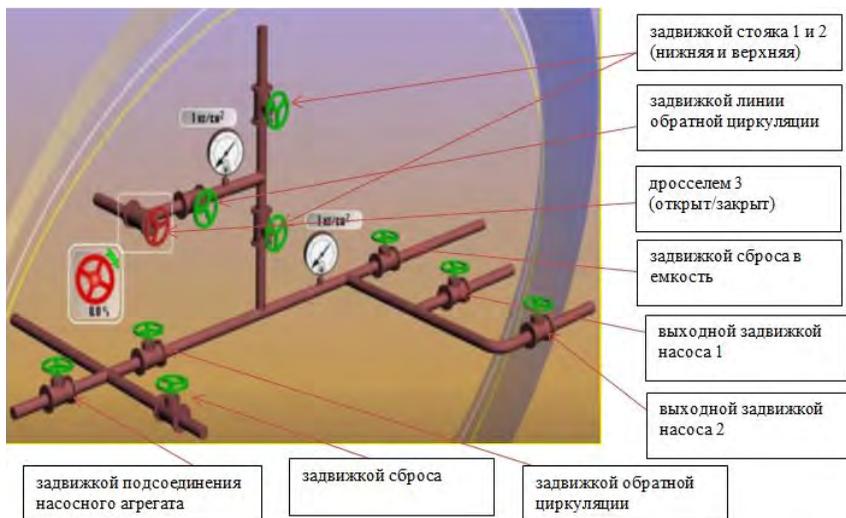


Рис. 1.13. Пост манифольда



Рис. 1.14. Пост манифольда

На показывающие приборы поста манифольда выводятся следующие параметры:

- давление на стояке;
- давление в манифольде.

1.8. Пульт управления цементированием

С горизонтальной панели пульта управления цементированием осуществляется управление цементирующим агрегатом и цементосмесительной машиной (рис. 1.15).



Рис. 1.15. Горизонтальная панель пульта управления цементированием

Кроме того, на пульте также располагаются следующие элементы управления (рис. 1.16).

На горизонтальную панель на цифровые индикаторы выводятся: обороты вала двигателя; плотность раствора в баках; плотность цемента; объем раствора в мерном баке 1, объем раствора в мерном баке 2.

С вертикальной панели пульта управления цементированием осуществляется управление следующим оборудованием (рис. 1.17).

На цифровые индикаторы вертикальной панели выводятся: давление в цементирующей головке; давление на входе (манифольде); плотность раствора на входе; объем закаченного в скважину раствора; расход раствора на входе.

На сигнальные лампочки и светодиоды выводятся:

- состояние сигнала «ОШИБКА» (загорается красная лампочка при возникновении аварийной ситуации или ошибки);

- состояние стопора верхней пробки;
- состояние стопора нижней пробки;
- состояние пробкового крана для закачки буферной жидкости;
- состояние пробкового крана для закачки цементного раствора;
- состояние пробкового крана для закачки продавочной жидкости;
- количество подключенных цементировочных агрегатов (подключен – красный, не подключен – не горит).

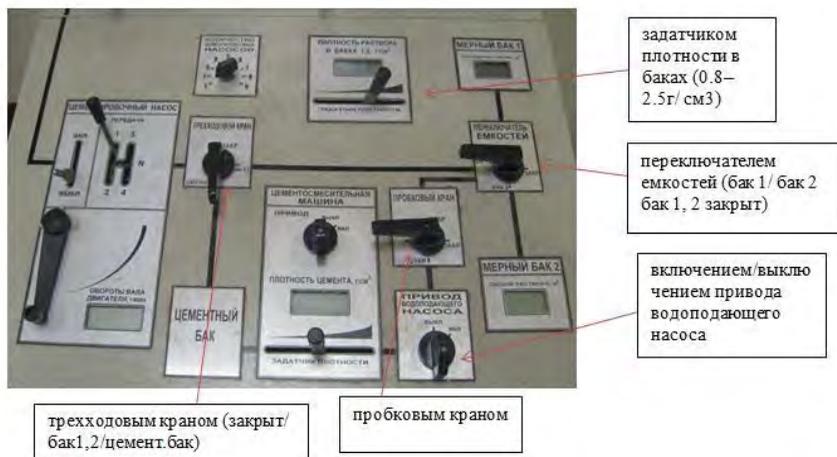


Рис. 1.16. Горизонтальная панель пульта управления цементированием

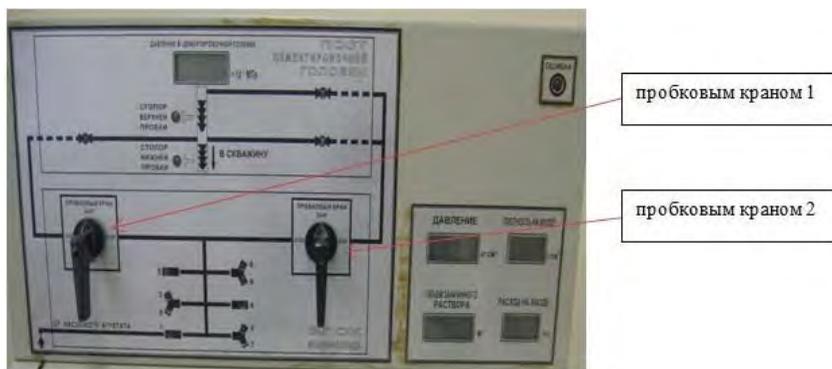


Рис. 1.17. Вертикальная панель пульта управления цементированием

1.9. Пост управления цементировочной головкой

С поста управления цементировочной головкой осуществляется управление следующим оборудованием (рис. 1.18).

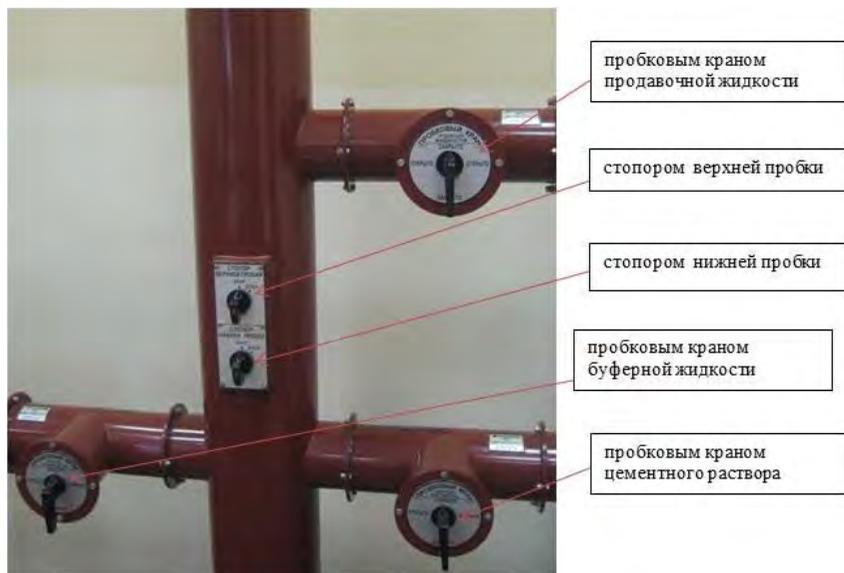


Рис. 1.18. Пост управления цементировочной головкой

На стрелочные показывающие приборы поста выводится давление в цементировочной головке, диапазон измерения 0–250 кг/см².

1.10. Пост показывающих приборов



Рис. 1.19. Пост показывающих приборов

2. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ДЕЙСТВИЙ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОПЕРАЦИЙ

2.1. Спуско-подъемные операции

Начальные условия.

1. Задаем плотность раствора в емкостях ЦС 1 и 2, г/см³.
2. Зажать тормоз лебедки.
3. Открыть разделительную задвижку емкостей.
4. Открыть выходную задвижку емкостей 2, 1.
5. Открыть разделительную задвижку насосов.
6. Насос 1, 2 выключить.
7. Включить дегазатор и блок очистки.
8. Выключить привод РПДЭ.
9. Выключить привод ротора.
10. Выключить привод лебедки.
11. Открыть элеватор.
12. Подача трубы – от скважины.
13. Ключ в положении – отвод, в положении 0.
14. Клинья опущены.
15. Превенторы открыты.
16. Линии дросселирования и глушения закрыты.
17. Задвижка доливной емкости закрыта.

Спуск инструмента (бурильной колонны).

СТАРТ. Опускание свечи.

1. Элеватор располагается на высоте приема свечи 36–37 м.
2. Подача трубы на скважину.
3. Закрыть элеватор.
4. Подача СПУ от скважины.
5. Ключ АКБ в положении – подвод.
6. Ключ – завинчивание.
7. Ключ в положении 0.
8. Положение ключа от скважины «отвод».
9. Включить привод лебедки.
10. Отпустить тормоз.
11. Поставить 1 передачу лебедки на половину оборотов.

12. Дождаться пока вес на крюке не достигнет веса колонны бурильных труб в скважине.
 13. Поставить передачу на нейтральное положение.
 14. Зажать тормоз лебедки.
 15. Выключить привод лебедки.
 16. Поднять клинья.
 17. Отпуская тормоз опустить колонну пока высота элеватора не будет от 0 до 1 м.
 18. Зажать тормоз.
 19. Опустить клинья.
 20. Отпустить тормоз лебедки до тех пор, пока вес на крюке не станет равен весу талевого блока и элеватора 8 т.
 21. Зажать тормоз.
 22. Открыть эlevator.
 23. Включить привод лебедки.
 24. Отпустить тормоз.
 25. Включить 3 передачу.
 26. Поднимать до 36–37 м (высота свечи).
 27. Поставить лебедку на нейтральное положение, зажать тормоз, выключить лебедку.
- Дальнейший спуск инструмента аналогично по пп. 1–27.

Подъем инструмента (бурильной колонны).

СТАРТ. Подъем свечи (эlevator в верхнем положении, задвижка доливной емкости открыта).

1. Отпустить тормоз лебедки.
2. Следить за высотой элеватора.
3. Когда высота станет от 0 до 1 м, зажать тормоз.
4. Закрыть эlevator.
5. Включить лебедку.
6. Отпустить тормоз лебедки.
7. Включить первую передачу.
8. Ждать достижения веса на крюке равного весу инструмента в скважине.
9. Поставить передачу в нейтральное положение.
10. Зажать тормоз.
11. Выключить привод лебедки.
12. Поднять клинья.

13. Включить лебедку.
 14. Отпустить тормоз.
 15. Включить 1 передачу.
 16. Поднять колонну на длину свечи 36–37 м.
 17. Передача лебедки в нейтральное положение.
 18. Зажать тормоз лебедки.
 19. Выключить лебедку.
 20. Опустить клинья.
 21. Отпустить тормоз лебедки.
 22. Ждать пока вес на крюке достигнет веса талевого блока и элеватора с одной свечей (около 8 т).
 23. Зажать тормоз лебедки.
 24. ключ в положении подвод.
 25. Положение ключа – развинчивание.
 26. Ключ в положении 0.
 27. Ключ в положении «отвод».
 28. Подача СПУ на скважину.
 29. Открыть элеватор.
 30. Подача СПУ от скважины.
- Далее подъем инструмента аналогично по пп. 1–30.

2.2. Бурение скважины (роторное и турбинное бурение)

Используемое оборудование.

Установка:

- вышка ВА-45-200;
- лебедка У2-5-5;
- ротор Р-560;
- автоматические пневмоклинья либо ручные клинья ротора.

Циркуляционная система:

- буровой насос У8-6М-150;
- насосный агрегат ЦА-320М-100 (не используется в задаче);
- емкости: высота 2 м, площадь основания 20 м²;
- доливная емкость: высота 4 м, площадь основания 2 м².

Инструмент:

- трубы ТБ-140;
- трубы УБТ-178;

- забойный двигатель ЗТСШ-195;
- долото 215,9СГВ.

Противовыбросовое оборудование:

- универсальный превентор ПУГ-280-350;
- глухой превентор ППГ-280-350;
- плашечный превентор 1 ППГ-280-350;
- плашечный превентор 2 ППГ-280-350;
- блок дроселирования Др-80-350.

Исходное положение.

1. Ручной тормоз зажат (цепочка накинута на крючок и натянута).
2. Привод регулятора подачи (РПДЭ) выключен.
3. Привод лебедки выключен.
4. Привод ротора выключен.
5. Насосы 1 и 2 выключены.
6. Включить блок очистки и дегазатор.
7. Задвижки стояка 1 и 2 открыты.
8. Задвижка обратной промывки и задвижка линии обратной промывки – закрыты.
9. Откройте выходную задвижку того насоса, который предполагается включить.
10. Закройте задвижку сброса в емкость (пост манифольда).
11. Откройте выходную задвижку приемной емкости 1, 2 (на пульте циркуляционной системы).
12. Откройте разделительную задвижку емкостей.
13. Откройте разделительную задвижку насосов.
14. Установить вариатором плотность раствора в емкостях 1 и 2 (1,12 г/см³).
15. Закрыть ручную задвижку линии глушения 1 и 2 на устьевом оборудовании.
16. Закрыть гидроуправляемую задвижку линии глушения 1 и 2 на пульте превенторов.
17. Откройте все превенторы (опускаем ручку отсечного клапана и удерживая ее, открываем по очереди все превентора и закрываем гидрозадвижки).
18. Закройте элеватор.
19. Поднимите клинья.
20. Ключ не вращается и отведен от устья скважины.

НАЖМИТЕ «СТАРТ» на компьютере преподавателя в меню «Управление».

Турбинное бурение.

1. Включить насос, где выходная задвижка открыта, включить привод.

1.1. Установить число ходов наполовину 50 %.

1.2. Включить привод насоса.

2. Замеряем давление гидростатическое (равно около 22 кг/см²).

3. Увеличить подачу насоса до 50 кг/см².

4. На пульте Бурильщика и циркуляционной системы выставляем в стрелочнике доливной емкости нижняя граница 1 м³, верхняя 8 м³ (включен переключатель доливной емкости).

5. Выставляем граничное значение потока на выходе, нижняя граница 10 %, верхняя 28–30 %.

6. Выставляем границы отклонения объема раствора нижняя граница 0,7 м³ верхняя граница 0,7 м³

7. Отпустить рычаг тормоза пока нагрузка на долото не станет 2–3 т.

8. Для включения регулятора подачи РПДЭ долота (элеватора), произвести следующие действия.

8.1. Зажать тормоз 100 %.

8.2. Переключить ручку регулятора РПДЭ – автомат.

8.3. Ручки направления – вниз.

8.4. Выставить необходимую нагрузку: темп – 6–8.

8.5. Включить привод РПДЭ и тут же отпустить тормоз на 0 %.

Нарращивание.

1. Поднять «квадрат» (ведущую бурильную трубу) над ротором на длину ведущей трубы 14 м:

Включить привод лебедки → добавить газа → убрать тормоз лебедки → включить первую передачу → поднять до замера 14 м → включить тормоз лебедки → привод лебедки выключить → сбросить газ.

2. Выключить буровой насос.

3. Опустить клинья.

4. Разгрузить вес буровой колонны с талевой системы на клинья (убрать тормоз лебедки и подождать пока вес на крюке станет равным весу талевого блока 8 т).

5. АКБ на скважину → отвинтить квадрат → АКБ от скважины.
 6. СПУ на скважину → открыть элеватор → СПУ от скважины (убираем квадрат в шурф).
 7. Опустить элеватор для приема свечи (12 или 16 м).
 8. Подать свечу на устье → закрыть элеватор → АКБ на скважину → завинчивание → АКБ от скважины → СПУ от скважины.
 9. Спуск инструмента к забою:
 10. Разгрузить клинья от веса бурильной колонны на талевую систему (включить привод лебедки → добавить газа → включить первую передачу и смотря на приборы (вес на крюке) или же на график ждать выравнивания веса на крюке → передачу в нейтральное положение → включить тормоз → выключить привод); поднять клинья; спуск инструмента до замера 0,5 – 1,0 м; опустить клинья и разгрузить на них вес буровой колонны с талевой системы; открыть элеватор и поднять его на 14 метров.
 11. Квадрат на скважину → закрыть элеватор → АКБ на скважину → свинчивание → АКБ в исходное положение.
 12. Разгрузить клинья на талевую систему.
 13. Поднять клинья.
- Включить промывку и продолжить бурение.

2.3. Цементирование

Используемое оборудование.

Циркуляционная система.

1. Цементировочный агрегат ЦА-320М-100, (количество агрегатов до 9). Цементировочный агрегат ЦА-320М-100 предназначен для нагнетания рабочих жидкостей при цементировании скважин в процессе бурения и капитального ремонта, а также при проведении других промывно-продавочных работ на нефтяных и газовых скважинах.

Оборудование цементировочного агрегата ЦА-320М-100 размещается на базы шасси автомобиля (марки Краз или Урал), при этом двигатель автомобиля используется в качестве привода насоса высокого давления.

Состав цементировочного агрегата ЦА-320М-100:

- монтажная база;
- насос высокого давления;
- манифольд;
- водоподающий блок.

Технические характеристики цементировочного агрегата ЦА-320М-100:

- насос высокого давления: НЦ-320М (поршневой);
- потребляемая мощность: 125 кВт;
- полезная мощность: 100 кВт;

Тип агрегата	Скорость	Расход, л/с	Давление, МПа
ЦА-320М-100	1	1,4	40
	2	2,5	32
	3	4,8	16
	4	8,6	9

- габаритные размеры: 2385×750×2390;
- вместимость мерного бака: 6 м³ (две секции по 3 м³);
- вместимость бачка для цементного раствора: 0,25 м³;
- условный диаметр приемной линии: 100 мм;
- условный диаметр нагнетательной линии: 50 мм;
- насос водоподающего блока: ЦНС 38-154 (центробежный);
- привод насоса: автономный двигатель 3МЗ-511 (ГАЗ-53).

2. Противовыбросовое оборудование:

- универсальный превентор ПУГ-280-350;
- глухой превентор ППГ-280-350;
- плашечный превентор 1 ППГ-280-350;
- плашечный превентор 2 ППГ-280-350;
- блок дроселирования Др-80-350;
- головка цементировочная ГЦУ-140-146.

Начальные условия:

Рассчитать плотность жидкости:

$$\rho = \frac{10(P_{\text{пл}} + P_{\text{зап}})}{H_{\text{скв}}} = \frac{10(170 + 10)}{1500} = 1,2 \text{ (г/см}^3\text{)},$$

где $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, атм;

$P_{\text{зап}}$ – давление запаса, атм;

$H_{\text{скв}}$ – глубина скважины, м.

На пульте Цементирования в баках 1 и 2 выставляем плотность 1,2 г/см³.

Проверяем:

- все превенторы открыты;
- все задвижки на посту цементировочной головки закрыты (в углу кабинета);
- пробковый кран продавочной жидкости закрыт;
- пробковый кран буферный жидкости закрыт;
- пробковый кран цементного раствора закрыт;
- стопор верхней пробки закрыт;
- стопор нижней пробки закрыт.

На пульте цементирования:

- левый пробковый кран закрыт;
- правый пробковый кран закрыт;
- цементировочный насос выключен;
- передача нейтральная;
- трехходовой кран закрыт;
- привод цементосмесительной машины выключен;
- привод водоподающего насоса выключен;
- пробковый кран (на горизонтальной панели цементирования) закрыт;
- переключатель емкостей установлен, закрыт.

СТАРТ ЗАДАЧИ

Первый этап (закачка буферной жидкости).

1. Переключатель емкостей поставить в положение бак 1,2.
2. Трехходовой кран поставить в положение бак 1,2.
3. Изменить плотность раствора в баках с 1,2 г/см³ на 1,05–1,1 г/см³ (плотность буферной жидкости).
4. Открыть левый пробковый кран. Плотность на входе изменится с 1,2 на 1,05 г/см³. Если операция выполняется более 2-х минут, загорается предупредительная ошибка (закачка буферной жидкости, смотри «ошибки» на компьютере преподавателя).
5. Открыть пробковый кран буферной жидкости.

6. Количество цементируемых насосов – 1.
7. Выключить цементирующий насос.
8. Включить 1 или 2 передачу.
9. Включить максимум оборотов вала двигателя.
10. Ждать, когда объем закачиваемого раствора буферной жидкости станет $0,5 \text{ м}^3$.
11. Выключить насос.
12. Закрыть пробковый кран буферной жидкости.
13. Закрыть левый пробковый кран (на пульте цементирования);
14. Закрыть трехходовой кран.
15. Закрыть переключатель емкостей.

Второй этап (закачка цементного раствора).

16. Выставить плотность цемента в цементно-смесительной машине $1,4\text{--}1,6 \text{ г/см}^3$. Если операция выполняется более 2 мин, загорается предупредительная ошибка (закачка цементной жидкости, смотри «ошибки» на компьютере преподавателя).

17. Нажать кнопку сброс на пульте цементирования.
18. Открыть переключатель емкостей в положение бак 1,2.
19. Открыть пробковый кран на горизонтальной панели.
20. Включить привод водоподающего насоса.
21. Включить привод цементосмесительной машины.
22. Переключить трехходовой кран в положение цементный бак.
23. Открыть правый пробковый кран.
24. Открыть пробковый кран цементного раствора на цементной головке.

25. Открыть стопор нижней пробки (плотность при входе становится равной плотности раствора цементно-смесительной машины $1,5 \text{ г/см}^3$).

26. Включить цементирующий насос, включить 1 передачу, выставить обороты вала двигателя 50 %.

27. Изменяя количество цементирующих насосов и обороты вала двигателя, поддерживать давление $P_{\text{нагнетания}} = 15\text{--}20 \text{ атм}$.

Считаем объем кольцевого пространства открытого участка ствола

$$V_{\text{кп1}} = V_1 - V_2,$$

где V_1 – объем скважины открытого участка ствола;

V_2 – объем цементируемой обсадной колонны на обсаживаемом участке.

$$V_1 = \frac{\pi d^2 h}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,216^2 \cdot 500}{4} = 18,3 \text{ (м}^3\text{)},$$

где $d = 216$ мм – диаметр открытого участка ствола (по долоту);

$h = 500$ м – протяженность открытого ствола, $h = h_1 - h_2$;

h_2 – глубина скважины (1500 м);

h_1 – глубина предшествующей обсадной колонны, 1000 м.

$$V_2 = \frac{\pi d_1^2 h}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,168^2 \cdot 500}{4} = 8,86 \text{ (м}^3\text{)},$$

где $d_1 = 168$ мм – диаметр цементируемой обсадной колонны, ОКА-168.

Рассчитываем кольцевой объем обсаживаемого участка скважины:

$$V_{\text{кп1}} = V_1 - V_2 = 18,3 - 8,86 = 9,44 \text{ (м}^2\text{)}.$$

Рассчитываем объем закольцевого пространства, обсаженного участка ствола.

Считаем объем кольцевого пространства обсаженного участка ствола:

$$V_{\text{кп2}} = V_3 - V_4,$$

где $V_{\text{зпок}}$ – объем кольцевого пространства обсаженного участка ствола;

V_3 – объем обсаженного участка ствола скважины;

V_4 – объем цементируемой обсадной колонны на обсаженном участке скважины.

$$V_3 = \frac{\pi d_1^2 h_1}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,253^2 \cdot 1000}{4} = 50,2 \text{ (м}^3\text{)},$$

где $d_1 = 253$ мм – внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны;

$h_1 = 1000$ м – глубина башмака предыдущей обсадной колонны.

$$V_4 = \frac{\pi d_1^2 h}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,168^2 \cdot 1000}{4} = 22,1 \text{ (м}^3\text{)},$$

где $d_1 = 168$ мм – диаметр цементируемой обсадной колонны, ОКА-168.

Рассчитываем кольцевой объем обсаженного участка скважины:

$$V_{\text{кп2}} = 50,2 - 22,1 = 28,1 \text{ (м}^3\text{)},$$

Тогда полный объем

$$V_{\text{полный}} = V_{\text{кп1}} + V_{\text{кп2}} = 9,4 + 28,1 = 37 \text{ м}^3.$$

А если мы цементируем на 100 м выше башмака предыдущей обсадной колонны, то:

$$V_{\text{кп2}} = \frac{28,1 \cdot 100}{1000} = 2,81 \text{ (м}^3\text{)};$$

$$V_{\text{необходимый}} = 0,1V_{\text{кп1}} + V_{\text{кп2}} = 2,81 + 9,4 = 11,5 \text{ м}^3.$$

Так как длина предыдущей обсадной колонны равна 1000 м, а мы берем 100 м, значит объем V_4 делим на 10.

Таким образом, если цементирование проводится до устья, то объем закачки равен 37 м^3 .

Если цементация проходит на 100 м выше башмака предыдущей обсадной колонны, то объем закачки равен 11 м^3 .

Можно включить масштабирование времени.

При закачке цемента следить за объемом раствора в мерных баках 1 или 2 на пульте. Возобновлять его объем с помощью переключателя емкостей.

28. При достижении нужного объема закаченного цементного раствора 11 м^3 или 37 м^3 выключить привод насосного агрегата, включить нейтральную передачу, обороты на 0, количество цементных насосов поставить на 1.

29. Закрыть:

- пробковый кран цементирующего раствора;
- правый пробковый кран (на пульте);

- трехходовой кран (на пульте);
- привод цементосмесительной машины;
- привод водоподающего насоса;
- пробковый кран (на горизонтальной панели);
- переключатели емкостей(на пульте).

Третий этап (закачка продавочной жидкости).

1. Выставить плотность раствора в баках 1 и 2 на $1,01 \text{ г/см}^3$.
2. Выставить переключатель емкостей бак 1, 2. Если операция выполняется более 2 минут, загорается предупредительная ошибка (закачка продавочной жидкости, смотри «ошибки» на компьютере преподавателя).
3. Выставить трехходовой кран в положении бак 1, 2.
4. Открыть правый пробковый кран на пульте.
5. Открыть пробковый кран продавочной жидкости (задвижка на цементирующей головке).
6. Открыть стопор верхней пробки (задвижки).
7. Плотность на входе становится равной плотности раствора в баках $1,01 \text{ г/см}^3$.
8. Выставить количество насосов 1.
9. Включить цементируочный насос.
10. Включить 1 передачу.
11. Выставить 50 % оборотов.
12. Увеличить количество цементируочных насосов до 4 пока давление не станет больше 0 но не превышать давление на входе 70 атм, следить за объемом в баках.
13. Первый резкий скачок давления указываем на разрушение нижней пробки и выходе цементируочного раствора в кольцевое пространство, следить за давлением на входе, при его сильном росте, уменьшать количество насосных агрегатов.
14. Второй резкий скачок давления говорит о достижении верхней пробкой башмака цементируемой колонны (Стоп кольца) (закреть все задвижки и все переключатели).
15. Выключить привод насосного агрегата.
16. Закреть пробковый кран продавочной жидкости.
17. Выключить водоподающий насос.
18. Закреть трех ходовой кран.
19. Задача завершена, Ожидание Затвердевания Цементa.

3. ВОДОНЕФТЕГАЗОПРОЯВЛЕНИЯ (ГНВП)

3.1. Причины и признаки ГНВП

Проявление в процессе бурения возникает тогда, когда пластовое давление на глубине вскрытия продуктивного пласта существенно превышает забойное давление. Это происходит, как правило, когда неправильно выбрана плотность циркулирующего бурового раствора или если вскрывается пласт с аномально высоким пластовым давлением.

Реакция системы АМТ: сигнал ошибки, величина расхода на выходе больше расхода на входе, постепенное повышение уровня раствора в приемной емкости и снижение давления на входе в скважину, появление газосодержания в растворе и падение плотности раствора на выходе. В зонах АВПД возможно повышение температуры и рост момента на роторе, а также появление затяжек и посадок при движении инструмента.

Способ устранения. В условиях реальной буровой производится оценка опасности проявления и далее либо продолжается бурение, либо принимаются меры по утяжелению раствора. Иногда для этого прекращают бурение. В этом случае следует перейти к закрытию скважины и глушению нефтегазоводопроявления для чего: выключить РПДЭ, остановить вращение ротора, вывести квадрат из стола ротора (т.е. поднять талевый блок на высоту больше чем длина квадрата), остановить подачу инструмента, выключить насосы, открыть задвижку на линии дросселирования, закрыть универсальный или плащечный превентор и загерметизировать скважину (после указанных действий происходит безвозвратный переход АМТ из задачи бурения в задачу «Имитация выбросов») и приступить к глушению нефтегазоводопроявления согласно методике, описанной в задаче «Имитация выбросов».

Причины возникновения данной ситуации могут быть следующими:

- недостаточная величина плотности бурового раствора в скважине, установленная переключателем на пульте «циркуляционной системы» при установке начальных параметров;
- превышение ограничений скорости подъема инструмента по гидродинамическим условиям вскрытого продуктивного пласта – требует уменьшения скорости подъема инструмента;

- уменьшение забойного давления вследствие падения уровня раствора в скважине при подъеме инструмента без долива или в результате поглощения раствора.

Внешние признаки:

- постоянный рост уровня раствора в приемных емкостях и наличие расхода на выходе после старта задачи до начала спуска или подъема инструмента;

- при подъеме инструмента из скважины требуемый объем долива меньше объема поднятых труб.

Появился флюид!

Определяем признаки ГНВП:

1) на пульте ЦС (слева вверху) плотность на выходе меньше плотности на входе;

2) увеличение расхода на выходе по отношению к потоку на входе;



Соответственно расход и поток на выходе

3) увеличение уровня раствора в приемной емкости (объем в емкости 0,7 м³);



Граничные условия, отклонения объема раствора

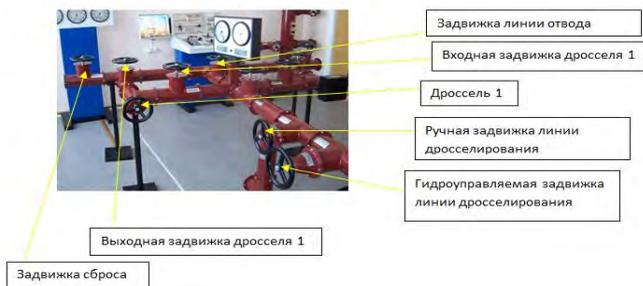
- 4) загорелась ошибка;
- 5) определение объема раствора при увеличении в емкости (лампочка выше $0,7 \text{ м}^3$).

3.2. Последовательность действий при ГНВП

1. Зажать тормоз лебедки.
2. Выключить привод РПДЭ.
3. Включить лебедку.
4. Отпустить тормоз.
5. Включить 1 передачу.
6. Выставить половину 50 % оборотов.
7. Поднять квадрат над столом ротора больше 14 м.
8. Зажать тормоз.
9. Выключить лебедку.
10. Выключить насос.
11. Подготовить линию дросселя ручную или дистанционную.

Подготовка линии дросселирования:

- открыть гидравлическую задвижку линию дросселирования 1 или 2 с помощью пульта превенторов;
- открыть ручную задвижку линии дросселирования;
- открыть задвижку линии дросселирования;
- закрыть задвижку линии отвода;
- открыть входную задвижку дросселя 1 или 2;
- приоткрыть дроссель 1 или 2 (до 10 %). Дроссель 2 управляет-ся с пульта дистанционного управления дросселем;
- открыть выходную задвижку дросселя 1 или 2;
- открыть задвижку сброса в сепаратор или задвижку сброса.



12. Закрываем универсальный превентор.

13. Закрываем используемый дроссель, либо в ручную, либо с пульта управления дросселем.



14. Ждем стабилизации давления в трубах и кольцевом пространстве.

3.3. Методы ликвидации выбросов

Ликвидация возникшего флюидопроявления состоит в удалении из скважины поступившего в нее флюида. Наиболее сложная ситуация имеет место при газопроявлении. В практике бурения скважин используют ряд методов, которые можно разделить на две группы:

- удаление флюида при поддержании постоянного давления на забое скважины (методы-плавного глушения);
- удаление флюида при изменяющемся давлении на забой скважины.

Методы плавного глушения проявлений наиболее рациональны, так как при их использовании значительно снижается вероятность возникновения других осложнений, связанных с увеличением давления в скважине.

При плавном глушении проявлений поступивший в скважину флюид удаляют путем промывки при закрытом превенторе и соот-

ветствующем противодавлении на устье, которое изменяют таким образом, чтобы обеспечить постоянное давление на забой. При этом дифференциальное забойное давление должно быть выбрано так чтобы предотвратить поступление новой порции флюида из пласта и в то же время не вызвать поглощения и других осложнений. Такая технология ликвидации проявлений способствует также сохранению коллекторских свойств пласта.

Следует отметить, что, если при глушении проявления создать противодавление, при котором объемы закачиваемой и выходящей жидкостей будут равны, то при подъеме газового пузыря его давление практически не изменится. Это приведет к росту давления в скважине (например, при подъеме пузыря до устья давление на забое будет примерно равно удвоенному пластовому давлению) и как следствие, к гидроразрывам пород с поглощением и последующим бурным проявлением. Поэтому при подъеме газовой пачки ее объем должен возрасти, а давление газа – снижаться.

Методы глушения проявления различаются по местонахождению колонны труб в скважине, последовательности проведения работ, способу контроля за давлением на забое.

В данной инструкции будут рассматриваться только методы плавного глушения проявлений, как наиболее часто применяемые на практике и достаточно надежные. При этом колонна буровых труб должна находиться на забое либо в призабойной зоне.

К плавным методам глушения проявлений относятся следующие методы:

- метод бурильщика;
- метод ожидания и утяжеления;
- непрерывный метод.

Метод бурильщика. При этом варианте проведения работ ликвидация выброса осуществляется в два этапа. На первом этапе (первый цикл циркуляции) происходит вымывание флюида из скважины раствором старой плотности. В течении второго цикла в скважину закачивают утяжеленный буровой раствор требуемой плотности для уравновешивания пластового давления.

Метод ожидания и утяжеления. При этом варианте проведения работ скважину закрывают и готовят утяжеленный буровой раствор требуемой плотности. Флюид удаляют из скважины с одновременной закачкой утяжеленного бурового раствора.

Непрерывный метод. При этом варианте проведения работ медленно начинается вымыв пластового флюида с одновременным увеличением плотности бурового раствора с максимально возможной скоростью. При этом плотность бурового раствора следует повысить до значения, необходимого для глушения, в процессе циркуляции.

Метод бурильщика наиболее прост в использовании и позволяет немедленно начинать вымывание флюида. Однако при этом требуются по меньшей мере два полных цикла циркуляции для ликвидации проявления, что приводит к более высокому устьевому давлению, чем в двух других методах.

Метод ожидания и утяжеления позволяет заглушить скважину за один цикл циркуляции, а также обеспечивает снижение до минимума устьевого давления во время вымыва флюида.

Непрерывный метод позволяет начинать вымыв сразу же после закрытия скважины, но требует регулирования давления в буровых трубах (при повышенной плотности бурового раствора), чтобы поддерживать постоянное давление на забое. Давление в обсадной колонне находится в диапазоне значений для первых двух методов.

Если во время начального вымыва плотность бурового раствора не может быть увеличена достаточно, чтобы обеспечить глушение скважины, то требуются по крайней мере два полных цикла промывки.

Если проявление произошло во время СПО или когда трубы находятся вне скважины, то по возможности колонна должна быть опущена до забоя, чтобы можно было использовать метод поддержания постоянного давления на забое. Для этого требуется обеспечить свободный или принудительный спуск труб в скважину через герметизированное устье.

Во всех трех перечисленных вариантах борьбы с нефтегазопрооявлениями, давление в нагнетательной линии может служить показателем, контролирующим давление на забое, а его величина регулируется штуцером на выкидной линии превентора, т.е. противодавлением на устье.

Методы плавного глушения проявлений, основанные на контроле за давлением в нагнетательной линии, применимы в различных вариантах технологии проведения работ при поступлении в скважину любых флюидов. Важным их преимуществом является про-

стога расчетов технологических параметров процесса глушения, а также отсутствие необходимости в достоверной информации о геометрических размерах кольцевого зазора в открытом стволе. Это предопределяет их широкое применение в зарубежной и отечественной практике.

К недостаткам этих методов глушения можно отнести необходимость использования постоянной подачи насоса, несинхронность изменения давлений в кольцевом пространстве, на устье и в нагнетательной линии и др.

Если во время вымыва пластового флюида забойное давление поддерживается постоянным, то по мере подхода к устью газ будет расширяться. Поскольку газ гораздо менее плотный, чем буровой раствор, увеличение длины газовой пачки вызывает снижение гидростатического давления и повышение давления в обсадной колонне. На длину газовой пачки и, следовательно, на давление в обсадной колонне влияют размер проявляющей зоны, интенсивность проявления, расширение газа по мере вымыва и геометрия ствола.

Принцип вымыва пластового флюида при постоянной подаче насоса и поддержании неизменного давления в бурильных трубах является основой всех методов ликвидации проявлений с поддержанием постоянного забойного давления.

При изменении плотности закачиваемого бурового раствора меняются как гидростатическое давление, так и потери давления на трение в бурильных трубах; таким образом, для поддержания постоянного забойного давления необходимо регулировать давление в бурильных трубах. Процедуры поддержания постоянного забойного давления во время изменения плотности бурового раствора для трех основных методов глушения различны.

При использовании метода бурильщика поступивший в скважину пластовый флюид полностью вымывается без изменения плотности бурового раствора, затрубное пространство и бурильные трубы заполняются буровым раствором одинаковой плотности; следовательно, по давлению в затрубном пространстве в этом случае можно точно судить о забойном давлении. Такая ситуация сохраняется до тех пор, пока плотность бурового раствора в затрубном пространстве не изменится. При прекращении циркуляции давление в бурильных трубах будет равно давлению в обсадной колонне, если весь пластовый флюид уже вымыт. После доведения плотности бурового

раствора в емкостях до необходимого для глушения значения циркуляция восстанавливается и в это время поддерживается постоянное давление в затрубном пространстве.

Постоянное давление в обсадной колонне сохраняется до тех пор, пока бурильные трубы не заполнятся раствором необходимой для глушения плотности. Когда этот раствор достигает долота определяют давление циркуляции в бурильных трубах и поддерживают его постоянным, пока раствор данной плотности не достигнет устья. Если буровой раствор с требуемой для глушения плотностью полностью заполнит скважину, то давление в бурильных трубах и в обсадной колонне при остановке насосов будут равны нулю.

При использовании метода ожидания и утяжеления во время закачки бурового раствора для глушения, пластовый флюид все еще находится в затрубном пространстве. Поэтому давление в бурильных трубах – единственный надежный показатель забойного давления. Для поддержания постоянного забойного давления в бурильных трубах давление снижают по мере движения утяжеленного бурового раствора вниз по бурильной колонне.

По мере нагнетания утяжеленного бурового раствора давление в бурильных трубах снижают, чтобы компенсировать увеличение плотности бурового раствора. Снижение давления нагнетания производится в соответствии с объемом закачанного бурового раствора, так что конечное давление нагнетания будет иметь место, когда утяжеленный буровой раствор достигнет долота. В дальнейшем это давление поддерживается до тех пор, пока утяжеленный буровой раствор не появится на выходе из скважины.

На данном имитаторе будем использовать метод бурильщика и метод ожидания и утяжеления.

3.3.1. Метод ожидания и утяжеления

1. Рассчитываем пластовое давление:

$$\begin{aligned} P_{\text{пл}} &= P_{\text{изб. в трубах}} + \rho_{\text{п}} g h_{\text{скв}} \cdot 10^{-2} = 57 + 1,12 \cdot 9,8 \cdot 2045 \cdot 10^{-2} = \\ &= 57 + 224 = 281 \text{ (атм)}, \end{aligned}$$

где $\rho_{\text{п}} = 1,12 \text{ г/см}^3$ – начальная плотность промывочной жидкости, см. стартовые условия.

2. Рассчитываем забойное давление:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{пл}} + P_{\text{зап}} = 281 + 10 = 291 \text{ (атм)},$$

где $P_{\text{зап}}$ – давление запаса, атм.

3. Рассчитываем плотность жидкости глушения:

$$\rho_{\text{ж.гл}} = \frac{10 \cdot P_{\text{заб}}}{H_{\text{скв}}} = \frac{10 \cdot 291}{2007} = 1,45 \text{ (г/см}^2\text{)},$$

где $H_{\text{скв}} = 2007 \text{ м}$ – глубина спуска бурильных труб.

4. Рассчитываем давление вымывание газовой пачки:

$$P_{\text{давл. нагн. начал}} = P_{\text{избыт. в трубах}} + P_{\text{зап}} + P_{\text{гидропотерь}}$$

где $P_{\text{избыт. в трубах}}$ – избыточное давление на входе 57 (манометр давление на входе);

$P_{\text{зап}}$ – давление запаса (10–15 атм);

$P_{\text{гидропотерь}}$ – давление гидропотерь (22–23 атм) (см. п. 2, с. 22).

$$P_{\text{давл. нагн. начал}} = 57 + 15 + 23 = 95 \text{ (атм)}.$$

5. Рассчитываем внутренний объем труб:

$$V = \frac{\pi d_{\text{бт}}^2 h}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,12^2 \cdot 2007}{4} = 22,6 \text{ (м}^3\text{)}.$$

Принимаем 23 м^3 .

Внутренний диаметр труб

$$d_{\text{бт}} = D_{\text{бт}} - 2\delta = 140 - 2 \cdot 9 = 122 \text{ (мм)} \approx 0,12 \text{ (м)},$$

где δ – толщина стенки трубы, 9 мм;

$D_{\text{бт}}$ – внешний диаметр трубы, 140 мм (ТБ-140).

6. Рассчитываем давление нагнетания в момент выхода утяжеленной жидкости в кольцевое пространство:

$$P_{\text{нагн}} = P_{\text{гидропотерь}} \frac{\rho_{\text{ж.гл}}}{\rho_{\text{п}}} = 22 \cdot \frac{1,45}{1,12} = 29 \text{ (кг/см}^2\text{)}.$$

7. Рассчитываем падение давления на входе, при заполнении объема труб каждым закачиваемым 1 м³ жидкости глушения:

$$\Delta = \frac{P_{\text{нач.нагн}} - P_{\text{конеч.нагн}}}{V} = \frac{95 - 29}{23} = 3 \text{ (атм/м}^3\text{)}.$$

8. Строим таблицу падения давления:

Давление, атм	95	92	89	86	83	80	77	74	71	68	65	62	59	56	53	50	47	44	41	38	35	33	30	29
Объем, м ³	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	22,6

9. Нажимаем сброс закаченного объема раствора в скважину на голове манометров, поста дросселирования, или на пульте циркуляционной системы.

10. Меняем плотность жидкости в емкости 1 и 2 на 1,45 г/см³.

11. Включаем насос на 50 % мощности.

12. Ждем когда давление на входе станет равным 95 атм (начальное давление).

13. Приоткрываем дроссель на 5–10 %.

14. Поддерживаем давление регулируя дроссель согласно таблице п. 8.

15. Ждем выхода пачки флюида из скважины (плотность на выходе сначала становится равной 0 затем принимает плотность жидкости 1,12 г/см³).

16. Когда объем закаченной жидкости достигает 22,6 м³, поддерживаем с помощью дросселя постоянное давление на входе, равное 29 атм.

17. Ждем когда плотность на выходе станет равной плотности на входе – 1,45 г/см³.

18. Выключаем насос.

19. Открываем дроссель на 100 %.

Если давление на входе равно давлению на выходе и равно 0, задача считается выполненной.

3.3.2. Метод бурильщика

1. Рассчитываем пластовое давление:

$$P_{\text{пл}} = P_{\text{изб. в трубах}} + \rho_0 g h_{\text{скв}} \cdot 10^{-2} = 57 + 1,12 \cdot 9,8 \cdot 2045 \cdot 10^{-2} = 57 + 224 = 281 \text{ (атм)},$$

где ρ_0 – начальная плотность, см. стартовые условия.

2. Рассчитываем забойное давление:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{пластовое}} + P_{\text{зап}} = 281 + 10 = 291 \text{ (атм)}.$$

3. Рассчитываем плотность жидкости глушения:

$$\rho_{\text{ж.гл}} = \frac{10 \cdot P_{\text{заб}}}{H_{\text{скв}}} = \frac{10 \cdot 291}{9,8 \cdot 2007} = 1,45 \text{ (г/см}^3\text{)}.$$

4. Рассчитываем давление вымывания газовой пачки (поддерживаем одинаковое давление на входе, пока не выйдет пачка флюида, следим по плотности на выходе):

$$P_{\text{давл. нагн. начал}} = P_{\text{избыт. в трубах}} + P_{\text{зап}} + P_{\text{гидропотерь}}$$

где $P_{\text{избыт. в трубах}}$ – избыточное давление на входе, 57 атм (манометр давление на входе);

$P_{\text{зап}}$ – давление запаса (10–15 атм);

$P_{\text{гидропотерь}}$ – давление гидропотерь (22 атм).

$$P_{\text{давл. нагн. начал}} = 57 + 15 + 22 = 94 \text{ (атм)}.$$

5. Рассчитываем давление в кольцевом пространстве (на выходе) до заполнения колонны жидкостью глушения:

$$P_{\text{на выходе}} = P_{\text{кп(изб)}} + P_{\text{запаса}} = 75 + 10 = 85 \text{ (атм)},$$

где $P_{\text{кп(изб)}}$ – избыточное давление в кольцевом пространстве по показаниям манометра на устье скважины при закрытом превенторе при циркуляции (75 атм).

6. Рассчитываем давление нагнетания в момент выхода утяжеленной жидкости в кольцевое пространство:

$$P_{\text{нагн}} = P_{\text{гидропотерь}} \frac{\rho_{\text{ж.гп}}}{\rho_{\text{п}}} = 22 \cdot \frac{1,45}{1,12} = 29 \text{ (кг/см}^2\text{)}.$$

7. Включаем насос на 50 % мощности.

8. Ждем, когда давление на входе станет равным 94 атм.

9. Приоткрываем дроссель и поддерживаем постоянное давление на входе 94 атм, пока не выйдет газовая пачка (смотри по изменению плотности на выходе, плотность на выходе должна сравняться с плотностью на входе).

10. Понижаем обороты насоса до 30 %.

11. Закрываем дроссель.

12. Выключаем насос. Избыточное давление должно выравняться в трубах и кольцевом пространстве: $P_{\text{изб. в трубах}} = P_{\text{кп(изб)}} = 57 \text{ (атм)}$.

13. Нажимаем Сброс на Голове манометров, поста дросселирования или на пульте циркуляционной системы.

14. Меняем плотность жидкости в емкости 1 и 2 на 1,45 г/см³.

15. Включаем насос на 50 % мощности.

16. Ждем когда давление на выходе (давление в КП) станет равным не более 85 атм (начальное давление).

17. Приоткрываем дроссель.

18. Поддерживаем давление регулируя дроссель до 85 атм, пока не заполним трубы 22,5 м³.

19. Когда объем закаченной жидкости достигает 22,6 м³, поддерживаем с помощью дросселя Постоянное давление на входе, равное 29 атм.

20. Ждем когда плотность на выходе, станет равной плотности на входе 1,45 г/см³.

21. Выключаем насос.

22. Открываем дроссель на 100 %.

Если давление на входе равно давлению на выходе и равно 0, задача считается выполненной.

3.4. Последовательность действий при ликвидации ГНВП

Исходное положение.

1. Ручной тормоз зажат.
2. Привод регулятора подачи (РПДЭ) выключен.
3. Привод лебедки выключен.
4. Привод ротора выключен.
5. Насосы 1 и 2 выключены.
6. Включить блок очистки и дегазатор.
7. Задвижки стояка 1 и 2 открыты.
8. Задвижка обратной промывки и задвижка линии обратной промывки – закрыты.
9. Откройте выходную задвижку того насоса, который предполагается включить.
10. Откройте выходную задвижку приемной емкости 1, 2 (На пульте циркуляционной системы).
11. Откройте разделительную задвижку емкостей.
12. Откройте разделительную задвижку насосов.
13. Застройте задвижку сброса в емкость (Пост манифольда).
14. Установить вариатором плотность раствора в емкостях 1 и 2 (1 г/см^3).
15. Закрыть ручную задвижку линии глушения 1 и 2.
16. Закрыть гидроуправляемую задвижку линии глушения 1 и 2.
17. Откройте все превенторы.
18. Закройте элеватор.
19. Поднимите клинья.
20. Ключ не вращается и отведен от устья скважины.

НАЖМИТЕ «СТАРТ»

Появился флюид!

Действия при ГНВП

1. Подготовить линию дросселя ручную или дистанционную.
Подготовка линии дросселирования:
 - Открыть гидравлическую задвижку линии дросселирования 1 или 2 с помощью пульта превенторов.

- Открыть ручную задвижку линии дросселирования.
 - Открыть задвижку линии дросселирования.
 - Закрыть задвижку линии отвода.
 - Открыть входную задвижку дросселя 1 или 2.
 - Приоткрыть дроссель 1 или 2 (до 10 %) Дроссель 2 управляется с пульта дистанционного управления дросселем.
 - Открыть выходную задвижку дросселя 1 или 2.
 - Открыть задвижку сброса в сепаратор или задвижку сброса.
2. Поднять квадрат до выхода муфты буровой трубы из ротора.
 3. Закрываем универсальный превентор.
 4. Закрываем используемый дроссель, либо в ручную, либо с пульта управления дросселем.
 5. Ждем стабилизации давления в трубах и кольцевом пространстве $P_{\text{изб. в трубах}} = 64$ атм, $P_{\text{кп(изб)}} = 78$ атм.

Глушение скважины при ГНВП выполняется двумя методами: методом ожидания и утяжеления и методом бурильщика.

3.4.1. Метод ожидания и утяжеления

1. Рассчитываем пластовое давление:

$$P_{\text{пл}} = P_{\text{изб. в трубах}} + \rho_0 g h_{\text{скв}} \cdot 10^{-2} = 64 + 1 \cdot 9,8 \cdot 2460 \cdot 10^{-2} = 64 + 241 = 305 \text{ (атм)},$$

где ρ_0 – начальная плотность, 1 г/см³ (см. стартовые условия).

2. Рассчитываем забойное давление:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{пластовое}} + P_{\text{зап}} = 305 + 10 = 315 \text{ (атм)}.$$

3. Рассчитываем плотность жидкости глушения (инструмент на забое):

$$\rho_{\text{ж.гл}} = \frac{10 \cdot P_{\text{заб}}}{H_{\text{скв}}} = \frac{10 \cdot 315}{2460} = 1,28 \text{ (г/см}^2\text{)}.$$

Принимаем $\rho_{\text{ж.гл}} = 1,3$ г/см².

4. Рассчитываем давление вымывание газовой пачки:

$$P_{\text{давл. нагн. начал}} = P_{\text{избыт. в трубах}} + P_{\text{зап}} + P_{\text{гидропотерь}}$$

где $P_{\text{избыт. в трубах}}$ – избыточное давление на входе, 64 атм (манометр давление на входе);

$P_{\text{зап}}$ – давление запаса (10–15 атм);

$P_{\text{гидропотерь}}$ – давление гидропотерь (22 атм) (берем из характеристики насоса).

$$P_{\text{давл. нагн. начал}} = 64 + 15 + 22 = 101 \text{ (атм)}.$$

5. Рассчитываем внутренний объем труб:

$$V = \frac{\pi d^2 h}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,12^2 \cdot 2460}{4} = 27,8 \text{ (м}^3\text{)}.$$

Принимаем примерно 29 м³.

Внутренний диаметр труб:

$$d_{\text{от}} = D_{\text{от}} - 2\delta = 140 - 2 \cdot 9 = 122 \text{ (мм)} = 0,12 \text{ (м)},$$

где δ – толщина стенки трубы, 9 мм;

$D_{\text{от}}$ – внешний диаметр трубы, 140 мм (ТБ-140).

6. Рассчитываем давление нагнетания в момент выхода утяжеленной жидкости в кольцевое пространство:

$$P_{\text{нагн}} = P_{\text{гидропотерь}} \frac{\rho_{\text{ж.гли}}}{\rho_{\text{нач}}} = 22 \cdot \frac{1,3}{1} = 28,6 \text{ (атм)}.$$

7. Рассчитываем падение давления на входе, при заполнении объема труб, на каждый 1 м³ жидкости глушения:

$$\Delta = \frac{P_{\text{нач.нагн}} - P_{\text{конеч.нагн}}}{V} = \frac{101 - 28,6}{27,8} = 2,6 \text{ (атм/м}^3\text{)}.$$

8. Строим таблицу падения давления:

давление	101	98	96	93	91	88	85	83	80	78	75	72	70	67	65
объем	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

62	59	57	54	52	49	46	44	41	39	36	33	31	28
15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	29

9. Нажимаем Сброс на Голове манометров, поста дросселирования, или на пульте циркуляционной системы.

10. Меняем плотность жидкости в емкости 1 и 2 на $1,3 \text{ г/см}^3$.

11. Включаем насос на 50 % мощности.

12. Ждем, когда давление на входе станет равным 101 атм (начальное давление).

13. Приоткрываем дроссель на 5–10 %.

14. Поддерживаем давление регулируя дроссель согласно таблице.

15. Ждем выхода пачки флюида из скважины (плотность на выходе сначала становится равной 0, затем принимает плотность жидкости 1 г/см^3).

16. Когда объем закаченной жидкости достигает $27,8 \text{ м}^3$, поддерживаем с помощью дросселя Постоянное давление на входе, равное 28,6 атм.

17. Ждем, когда плотность на выходе станет равной плотности на входе $1,3 \text{ г/см}^3$.

18. Выключаем насос.

19. Открываем дроссель на 100 %.

Если давление на входе равно давлению на выходе и равно 0, задача считается выполненной.

3.4.2. Метод бурильщика

1. Рассчитываем пластовое давление:

$$\begin{aligned}
 P_{\text{пл}} &= P_{\text{изб. в трубах}} + \rho_0 g h_{\text{скв}} \cdot 10^{-2} = 64 + 1 \cdot 9,8 \cdot 2460 \cdot 10^{-2} = \\
 &= 64 + 241 = 305 \text{ (атм)},
 \end{aligned}$$

где ρ_0 – начальная плотность, 1 г/см^3 (см. стартовые условия).

2. Рассчитываем забойное давление:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{пластовое}} + P_{\text{зап}} = 305 + 10 = 315 \text{ (атм)}.$$

3. Рассчитываем плотность жидкости глушения:

$$\rho_{\text{ж.гл}} = \frac{10 \cdot P_{\text{заб}}}{H_{\text{скв}}} = \frac{10 \cdot 315}{2460} = 1,3 \text{ (г/см}^2\text{)}.$$

4. Рассчитываем внутренний объем труб:

$$V = \frac{\pi d^2 h}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,12^2 \cdot 2460}{4} = 28,6 \text{ (м}^3\text{)}.$$

Принимаем примерно 29 м³.

5. Рассчитываем давление вымывание газовой пачки (поддерживаем одинаковое давление на входе, пока не выйдет пачка флюида, следим по плотности на выходе):

$$P_{\text{давл. нагн. начал}} = P_{\text{избыт. в трубах}} + P_{\text{зап}} + P_{\text{гидропотерь}}$$

где $P_{\text{избыт. в трубах}}$ – избыточное давление на входе, 64 атм (манометр давление на входе);

$P_{\text{зап}}$ – давление запаса (10–15 атм);

$P_{\text{гидропотерь}}$ – давление гидропотерь (22 атм) (берем из характеристики насоса).

$$P_{\text{давл. нагн. начал}} = 64 + 15 + 22 = 101 \text{ (атм)}.$$

6. Рассчитываем давление в кольцевом пространстве (на выходе), до заполнения колонны жидкостью глушения:

$$P_{\text{на выходе (давление в КТ)}} = P_{\text{запаса}} + P_{\text{закольцевое пространство (изб)}} = 78 + 10 = 88 \text{ (атм)}.$$

7. Рассчитываем давление нагнетания в момент выхода утяжеленной жидкости за кольцевое пространство:

$$P_{\text{нагн}} = P_{\text{гидропотерь}} \frac{\rho_{\text{ж.гл}}}{\rho_{\text{нач}}} = 22 \cdot \frac{1,3}{1} = 28,6 \text{ (атм)}.$$

8. Включаем насос на 50 % мощности.

9. Ждем, когда давление на входе станет равным 94 атм.

10. Приоткрываем дроссель и поддерживаем постоянное давление на входе 101 атм, пока не выйдет газовая пачка (смотри по изменению плотности на выходе, плотность на выходе должна сравняться с плотностью на входе).

11. Понижаем обороты насоса до 30 %.

12. Закрываем дроссель.

13. Выключаем насос.

14. Нажимаем Сброс на Голове манометров, поста дросселирования или на пульте циркуляционной системы.

15. Меняем плотность жидкости в емкостях 1 и 2 на 1,3 г/см³.

16. Включаем насос на 50 % мощности.

17. Ждем когда давление на выходе (давление в КП) станет равным 88 атм (начальное давление).

18. Приоткрываем дроссель.

19. Поддерживаем давление, регулируя дроссель, равное 88,5 атм, пока не заполним трубы 28,6 м³.

20. Когда объем закаченной жидкости достигает 28,6 м³, поддерживаем с помощью дросселя Постоянное давление на входе, равное 29 атм.

21. Ждем, когда плотность на выходе станет равной плотности на входе 1,3 г/см³.

22. Выключаем насос.

23. Открываем дроссель на 100 %.

Если давление на входе равно давлению на выходе и равно 0, задача считается выполненной.

4. РАСПОЗНАВАНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА

Поглощение раствора возникает при превышении забойным давлением пластового. Это происходит при вскрытии продуктивного пласта при неправильном выборе плотности бурового раствора, при входе в зону трещиноватых и кавернозных пород или при гидроразрыве пластов ввиду высокой плотности бурового раствора.

В Имитаторе Бурения моделируется первая причина поглощения.

Реакция системы АМТ: сигнал ошибки, величина расхода на выходе менее расхода на входе, постепенное понижение уровня раствора в приемной емкости, снижается давление на входе в скважину.

Способ устранения. В условиях реальной буровой при поглощении, если оно не велико, бурение производится с поглощением, с добавлением раствора в приемную емкость. Если поглощение существенно и грозит потерей циркуляции, бурение прекращают и переходят к специальным работам по ликвидации поглощения. В условиях Имитатора для выхода из ситуации: уменьшить расход бурового раствора в скважину с целью снижения потери напора в кольцевом пространстве. Если предыдущий способ не поможет, продолжить бурение, закачивая раствор уменьшенной плотности.

Поглощение возникает при превышении забойным давлением пластового. Причины возникновения данной ситуации могут быть следующими:

- большая величина плотности бурового раствора на входе в скважину, заданная при установке начальных значений параметров;
- превышение ограничений скорости спуска инструмента – данная причина требует уменьшения скорости спуска.

Внешние признаки: при спуске инструмента в скважину вытесняемый объем бурового раствора (прирост объема в емкостях меньше объема спущенных труб).

5. ПОНЯТИЕ ОБ АВАРИЯХ И ИХ ПРИЧИНАХ

В процессе бурения нефтяных и газовых скважин аварией считают нарушение технологического процесса, вызываемое прихватом или поломкой с оставлением в скважине инструментов, элементов бурильной колонны или других предметов, для извлечения которых требуются специальные работы.

Аварии делят на следующие виды: аварии с бурильной колонной, прихваты бурильной колонны, аварии с обсадными колоннами, аварии вследствие неудачного цементирования, аварии с забойными двигателями, аварии с долотами, аварии вследствие падения в скважину посторонних предметов и прочие аварии.

Аварии с бурильной колонной – оставление в скважине элементов бурильной колонны или ее частей (ведущих, бурильных и утяжеленных труб, переводников, муфт, замков, центраторов, амортизаторов, калибраторов) в результате поломок по телу на гладком участке, в зоне замковой резьбы или по сварному шву, вследствие срыва по резьбовому соединению и из-за падения в скважину названных элементов.

Прихваты бурильной колонны (часто относят к осложнениям в процессе бурения) – непредвиденная потеря подвижности колонны вследствие прилипания под действием перепада давления, заклинивания в желобах в местах сужений или посторонними предметами, а также в результате обвалов и сальникообразований.

Аварии с обсадными колоннами – аварии со спускаемыми, спущенными или зацементированными обсадными колоннами либо с их частями, вызванные разъединением по резьбовым соединениям, обрывом по сварному шву и телу трубы, смятием или разрывом по телу трубы, прихватом, падением колонны или ее части, повреждением труб при разбурировании цементного стакана, стоп-кольца обратного клапана, направляющей пробки или неисправностью элементов оснастки низа обсадных колонн.

Аварии вследствие неудачного цементирования – прихват затвердевшим цементным раствором колонны бурильных труб, на которой спускалась секция обсадных труб или хвостовик; отказ в работе и повреждение узлов подвески секции обсадной колонны, нарушающие процесс крепления и дальнейшую проводку скважины; оголение башмака, недоподъем в затрубном пространстве или

оставление в колонне цементного раствора, если требуются дополнительные работы по устранению нарушения.

Аварии с долотами – оставление в скважине долота, бурильной головки или его элементов и частей.

Аварии с забойными двигателями - оставление в скважине турбобуров или электробуров, винтовых двигателей или их узлов в результате развинчивания по резьбе или поломок.

Аварии в результате падения в скважину посторонних предметов – падение в скважину вкладышем ротора, роторных клиньев, ключей, кувалд, узлов пневматических клиньев, пневматических буровых ключей и других ручных инструментов, приспособлений или их частей, с помощью которых велись работы на устье скважины или над ним.

Прочие аварии – аварии с оставлением в скважине геофизических и других приборов, а также устройств, применяемых при исследовании скважин и проведении в них вспомогательных работ, а также аварии с испытателями пластов при опробовании скважин в процессе бурения.

Началом аварии считается момент ее возникновения, хотя он может быть обнаружен позже, а окончанием аварии – момент восстановления условий для продолжения бурения.

Аварии происходят в основном вследствие брака в работе или исполнителей технологического процесса, или изготовителей инструментов, оборудования и механизмов.

Основное число аварий в бурении возникает в результате нарушения требований технических и технологических проектов и только незначительная часть в результате брака заводов-изготовителей.

Следует отметить, что несовершенство технических и технологических проектов, а также конструкций инструментов, оборудования и механизмов, несмотря на их качественное выполнение, способствовало возникновению значительного числа аварий.

5.1. Аварии с бурильной колонной

Многочисленными теоретическими исследованиями и практикой доказано, что аварии вследствие поломки элементов бурильной колонны вызваны в основном усталостью металла.

Явления усталости возникают главным образом под действием следующих основных переменных нагрузок: изгиба, колебаний бурильной колонны, крутильных ударов.

Усталость металла может быть вызвана неблагоприятными геологическими и технологическими условиями бурения и нарушениями запроектированных режимов бурения, в результате чего может произойти поломка.

К таким условиям относятся:

1) частое переслаивание пород, различных по крепости, крутые углы падения пластов;

2) работа колонн в средах с агрессивными химическими добавками (соли, кислоты, щелочи), способствующими возникновению коррозии;

3) работа бурильной колонны в скважинах, имеющих большие каверны, особенно при роторном бурении;

4) несоответствие размера долота диаметру бурильных труб;

5) несоответствие типа долота крепости разбуриваемых пород;

6) эксплуатация бурильной колонны в состоянии чрезмерного сжатия, т. е. при бурении без УБТ или с УБТ незначительной длины, тогда как сила тяжести УБТ должна превышать нагрузку на долото на 25 %;

7) применение труб несоответствующего класса для бурения на данной глубине;

8) вмятины на трубах от инородных тел (шарошек, долот, крепких пород и т. д.);

9) эксцентricность вышки ротора по отношению к скважине.

У бурильных колонн, состоящих из труб с высаженными внутрь концами, замки и муфты образуют около себя зоны концентрации больших напряжений при знакопеременных нагрузках, действующих на бурильную колонну. Наибольшие напряжения концентрируются около первого витка резьбы на трубе, находящегося в полном сопряжении с резьбой бурильного замка. Если крутящие моменты очень велики, то возможно разрушение труб по спирали и в поперечном направлении. Спиральный слом труб возникает в скважинах, диаметр которых не более чем на 100 мм превышает диаметр бурильных труб, причем чаще всего слом приходится на обсаженный участок скважины. Он возникает от поперечной трещины на поверхности трубы. Направление трещин совпадает с направле-

нием вращения бурильной колонны. Угол подъема спирали составляет приблизительно 45° к оси трубы, что соответствует наибольшим нормальным напряжениям при кручении.

В поперечном направлении трубы ломаются от скручивания в результате приложения чрезмерных крутящих моментов. В месте слома труба имеет форму скручивания по спирали, однако ломаются трубы по спирали и в поперечном направлении только при ликвидации аварий.

Бурильные замки и соединительные муфты разрушаются по телу при ликвидации аварий вследствие приложения значительных нагрузок. Концы разрушенных деталей имеют увеличенные диаметры и воронкообразную форму. Такие аварии происходят в основном с бурильными замками диаметром 118 мм и менее, а также с соединительными муфтами диаметром 140 мм и менее.

Разрушение муфт и замков по телу в поперечном направлении отмечается также при неправильной их термической обработке: торцы сломанных деталей в поперечном направлении обладают мелкозернистой структурой.

В утяжеленных бурильных трубах, так же как и в бурильных замках, отламываются кольца ниппеля и муфты. Причины этих поломок аналогичны причинам слома замковых деталей по резьбе и труб по утолщенному концу.

Ведущие трубы сборной конструкции ломаются преимущественно по трубной резьбе и, за редким исключением, в зоне, прилегающей к ней. Причиной таких аварий является несовершенная конструкция соединения ведущей трубы с переводником, в результате которой изгибающий момент действует только на опасное соединение, происходит быстрое развитие усталости металла и труба разрушается.

В последнее время стали широко применять трубы с приваренными соединительными концами, которые ломаются и промываются по сварному шву и телу.

Аварии с трубами в виде поломок их по сварным швам могут быть вызваны также недоброкачественным изготовлением труб, т. е. отсутствием соосности трубы и привариваемого полузамка, а также недостаточной площадью сварного шва по сравнению с площадью сечения труб.

При использовании бурильных труб из легких сплавов можно наблюдать ослабление их прочности и разрушение внутренней по-

верхности вблизи муфтовых соединений вследствие эрозии. Эрозия возникает под действием турбулентного движения промывочной жидкости в зоне муфтовых и замковых соединений, где внутренняя поверхность более шероховата, чем в остальной части трубы.

Основные причины разрушения резьбовых соединений – их размыв и износ вследствие многократного свинчивания и развинчивания. При работе на забое бурильная колонна подвергается различным знакопеременным напряжениям, отчего одна часть резьбового соединения перемещается по другой. Нагрузки, передаваемые на резьбу, зависят от степени жесткости и плотности свинчивания. Если трубы свинчиваются автоматическими ключами, то часть резьбовых соединений незначительно перемещается относительно друг друга. Недокрепление соединения способствует интенсивному перемещению плоскостей резьбы относительно друг друга, что ускоряет износ резьбы.

Большое число аварий с утяжеленными бурильными трубами происходит также вследствие разрушения резьбовых соединений, поскольку они работают в более тяжелых условиях, чем замковые соединения бурильных труб. К тому же резьбовые соединения в утяжеленных бурильных трубах менее прочны, чем в замках, переводниках и долотах.

Аварии вследствие заедания или ослабления прочности резьбы при размыве возникают реже, так как места размыва на внешней части тела соединяемых элементов можно легко обнаружить.

Резьбовые соединения разрушаются вследствие заедания трубной резьбы под действием на нее увеличенных нагрузки и температуры, возникающих на поверхности резьбы в процессе свинчивания и работы замка в скважине. Одной из причин разрушения резьбовых соединений может быть и применение недоброкачественной смазки.

Падение бурильных колонн в скважину происходит в основном вследствие нарушения технологических требований к спуску и подъему колонны, а также в результате неисправностей спуско-подъемного инструмента и механизмов.

Наиболее часто встречаются следующие нарушения и неисправности:

- 1) подъем бурильной колонны на одном штропе;
- 2) несоответствие грузоподъемности элеватора массе колонны и наличие трещин в верхней проушине;

3) слабое крепление защелки элеватора, в результате чего при отходе элеватора от муфты защелка открывается и колонна падает в скважину;

4) поломка боковых серег и ствола крюка;

5) неисправность тормозной системы – разрыв тормозной ленты и тормозного шкива, чрезмерный износ тормозных колодок, отключение гидродинамического тормоза и т.д.;

6) работа штропами несоответствующей грузоподъемности и при наличии износа выше нормы.

Нарушение трудовой и технологической дисциплины: недостаточная автоматизация спуско-подъемных операций (отсутствие АКБ; клиньев, встроенных в ротор; конструктивные недостатки элеваторов и защелок крюка), отсутствие достаточного опыта членов буровой бригады – главные причины, приводящие к падению колонн в скважину.

Таким образом, можно отметить, что аварии происходят не только вследствие недостатков конструкции бурильных труб, но и в результате слабого технического надзора и недостаточной квалификации работников.

5.2. Прихваты

При бурении скважин происходят прихваты бурильной колонны, которые подразделяют на следующие группы.

1. Прилипание бурильной колонны к стенке скважины. Этот вид прихвата происходит под действием перепада давления, в результате которого избыточное давление прижимает бурильную колонну к стенке скважины. При наличии на стенке глинистой корки трубы вдавливаются в нее. Прилипание труб к стенке скважины происходит на участке залегания проницаемых пород и тогда, когда возникающие в стволе скважины силы трения превышают действующие на бурильную колонну нормальные силы и тем самым исключают перемещение колонны в любую сторону.

Признаками прилипания в начальной стадии его возникновения служат увеличения крутящего момента бурильной колонны и силы сопротивления ее осевым перемещениям, поэтому указанные признаки необходимо регистрировать и постоянно наблюдать за их изменениями. Своевременное выявление признаков прилипания явля-

ется важным фактором предупреждения прилипания бурильных колонн.

Прилипание отличается от других групп прихватов неизменяющимся характером циркуляции бурового раствора и отсутствием признаков перемещения и вращения прихваченной части колонны.

Прилипает, как правило, бурильная колонна в неподвижном состоянии.

2. Прихват бурильной колонны сальником. В местах перехода от большого диаметра находящихся в скважине элементов бурильной колонны к меньшим изменяются скорости потока промывочной жидкости над долотом, турбобуром, УБТ и замками. Помимо этого, изменение потока промывочной жидкости происходит в зоне каверн и в местах увеличенных диаметров скважин. Если скважина обсажена промежуточной колонной, состоящей из двух труб, то и в зонах перехода с большого диаметра на меньший скорость движения промывочной жидкости также снижается.

Вследствие уменьшения скорости промывочной жидкости в месте перехода концентрируются частицы шлама, которые при благоприятных условиях (наличие липкой глинистой корки, промывочной жидкости с большим содержанием глинистой фазы и большой вязкостью и т. д.) слипаются (с течением времени) во все большие комки и прилипают к трубам и стенкам скважины. Накопление комков в отдельных интервалах приводит к закупорке кольцевого пространства, в результате увеличивается давление на комки, они уплотняются и вызывают прихват бурильной колонны.

В других случаях сальники в процессе спуска образуются в результате сдирания глинистой корки со стенок скважины элементами бурильной колонны. Корка превращается в полутвердую массу, которая, двигаясь по стволу, задерживается на забое или на участках резкого сужения скважины, где через нее проходят долото и бурильная колонна под действием собственного веса. Образовавшийся плотный сальник при восстановлении циркуляции начинает выталкиваться до препятствия (сужение ствола, увеличение диаметра элементов бурильной колонны), где он останавливается, уплотняется перепадом давления и прихватывает колонну иногда с прекращением циркуляции.

Признаками образования сальников служат: появление затяжек во время спуско-подъемных операций бурильной колонны, возрас-

тание давления циркулирующей промывочной жидкости, уменьшение механической скорости бурения даже при несработавшем долоте, непостоянство показаний амперметра при электробурении.

Причины образования сальников: наличие рыхлой, толстой глинистой корки в скважине; малая скорость восходящего потока промывочной жидкости вследствие малой подачи насосов, увеличения размеров скважины на определенных участках, не герметичность бурильной колонны; применение в качестве промывочной жидкости глинистого раствора и других агентов с высокими вязкостью, липкостью и напряжением сдвига; загрязнение ствола скважины шламом (ввиду плохой очистки промывочной жидкости), кусками глинистой корки (вследствие сдирания ее замками) и другими предметами.

3. Прихват бурильной колонны обвалившимися неустойчивыми породами. Ствол скважины теряет устойчивость в результате изменения напряженного состояния пород, которое может зависеть от геологических факторов и технологии проводки скважины.

Геологическими факторами, способствующими обвалообразованию, являются большие углы падения пластов, трещиноватость и перемятость пород, литологический состав, структура и механические свойства породы и др. Наибольшее число обвалов происходит в глинистых породах вследствие их способности быстро набухать под действием фильтрата промывочной жидкости или разрушаться под влиянием расклинивающего и смазывающего действия фильтрата. Первое характерно для пластичных гидрофильных глин, а второе – для метаморфизованных малогидрофильных глин.

Технологические факторы, способствующие обвалам, – низкое гидростатическое давление на вскрываемые пласты ввиду малого удельного веса промывочной жидкости или водо-, нефте- и газопроявлений; низкое качество промывочной жидкости, особенно наличие большой фильтрации; резкие колебания давления промывочной жидкости в стволе скважины; большое время воздействия промывочной жидкости на породы, склонные к обвалам.

4. Заклинивания.

Заклинивание долот или элементов бурильной колонны в суженной части ствола скважины. Часто такие аварии случаются, когда после трехшарошечного долота без проработки ствола спускается четырехшарошечная бурголовка для отбора керна. Нередки

случаи заклинивания бурильной колонны при увеличении жесткости ее низа. Бурение в твердых абразивных породах сопровождается значительным износом долота. Спуск последующего долота без проработки интервала бурения предыдущим долотом приводит также к его заклиниванию. При разбуривании магниевых солей очень часто бурильная колонна оказывается прихваченной в результате сужения ствола скважины, вызванного текучестью солей. Наличие гипсовых пропластков в разрезе отдельных месторождений также может вызвать прихваты.

Заклинивание бурильных колонн в желобах. Желоба образуются в скважине при движении бурильной колонны по стенке скважины. На размеры желоба влияют способ бурения, масса бурильной колонны, кривизна скважины, число спуско-подъемов бурильной колонны и крепость пород. Ширина желоба равна диаметру замка. В равных условиях при роторном бурении образуется более глубокий желоб, чем при турбинном бурении, так как вращение колонны способствует углублению желоба. Увеличение массы бурильной колонны, кривизны скважины и числа спуско-подъемов также способствует росту глубины желоба.

Если в мягких породах продолжительное время ведутся спуско-подъемные операции, то это может вызвать образование желобов быстрее, чем если бы подобные работы велись в твердых породах. Желоба быстро образуются в скважинах, где кривизна ствола более 3–4°, при наличии резкого изменения азимута.

Заклинивание бурильных колонн в результате посадки их в шлам. Этот вид аварий характерен в основном для бурения скважин с применением воды в качестве промывочной жидкости и для бурения скважин с очень низкой скоростью восходящего потока промывочной жидкости. Недостаточная очистка забоя скважины ведет к тому, что при последующем спуске долото встречает над забоем осадок из шлама высотой до нескольких десятков метров. Посадка инструмента в него обычно вызывает прихват. При этом, как правило, циркуляцию промывочной жидкости восстановить не удастся.

Заклинивание посторонними предметами. Эта группа прихватов характерна для случаев, когда кольцевое пространство скважины в период спуско-подъемных операций не перекрыто резиновой манжетой, обтюратором или резиновыми элементами устройства для

предупреждения попадания посторонних предметов в скважину. В результате падающие с устья предметы заклинивают колонну труб.

Другими предметами, заклинивающими бурильные колонны, являются крупные обломки пород, выпадающие из стенок скважин в результате неустойчивости стенок, особенно вследствие несоответствия видов применяемых буровых растворов.

Признаками заклинивания посторонними предметами служат не снижающийся характер циркуляции, незначительное повышение давления бурового раствора в нагнетательной линии и перемещение, а иногда и поворот колонны в начальный период ликвидации аварии.

5.3. Аварии с обсадными колоннами

При креплении скважин обсадными колоннами встречаются следующие виды аварий: прихваты обсадных колонн, падение отдельных труб и секций колонн в скважину, смятие обсадных труб в колоннах, разрушение резьбовых соединений обсадных колонн.

Причины аварий первого вида заключаются в недоброкачественной подготовке скважины, резких изменениях кривизны и азимута ствола, недостаточно продуманном плане работ по спуску колонны или его невыполнении. Причины других случаев прихвата обсадных колонн подобны причинам прихватов бурильных колонн.

Обсадные колонны падают в скважину вследствие неисправности спуско-подъемного инструмента и оборудования, пренебрежения расчетными данными, резкой посадки колонны (при спуске) на ротор, неполного и некачественного крепления муфты с трубой, неисправности клиновых захватов и т. д.

Смятие обсадных труб в колоннах, спускаемых с обратным клапаном, происходит в результате несвоевременного долива их промывочной жидкостью и большой скорости спуска.

Разрушение резьбовых соединений вызывается свинчиванием их через нитку или неправильным сопряжением резьб трубы и муфты. Первое происходит в основном по вине буровой бригады, а второе – по вине изготовителей труб. Иногда навинчивание муфты на трубу через нитку – заводской дефект. Выход резьбы трубы из сопряжения с резьбой муфты вызван деформацией труб.

При эксплуатации зацементированных колонн возникают смятие, обрыв и изгиб обсадных труб, протирание тела труб и другие аварии.

Зацементированные обсадные колонны чаще всего сминаются на участке выше цементного кольца вследствие обвалов пород, которые вызваны боковыми давлениями, превышающими допустимые. Причиной смятия труб выше зацементированного участка является также падение уровня жидкости в колонне ниже допустимых величин.

Смятие обсадных колонн в зацементированных участках происходит в зоне фильтра, а также в прилегающих к нему зонах. При чрезмерной нагрузке на обсадную колонну она сминается в нижней части, а в интервале, осложненном кавернами, или при большом диаметре скважины колонна может изогнуться. В процессе дальнейшего углубления скважины в местах изгиба часто отвинчиваются бурильные трубы.

При закреплении колонны на устье скважины хомутами (вместо колонных головок), приваренными кусками труб или звеньями цепей, которые впоследствии срезаются, колонна проседает и прочность ее нарушается.

В случае нарушения технических правил сварки труб с муфтами, соединения разрушаются в месте сварки.

5.4. Аварии вследствие неудачного цементирования

При цементировании в обсадных колоннах может остаться большое количество цементного раствора в результате снижения скорости его продавливания (из-за большого разрыва во времени между окончанием закачивания цементного раствора и началом закачивания продавочной жидкости); установки обратных клапанов с малым зазором между тарелкой клапана и муфтой, в которую ввинчивается корпус клапана, или с малой площадью живого сечения в корпусе клапана (менее 30 см²); несоответствия качества цементного раствора температурным условиям скважины (вследствие чего цементный раствор преждевременно схватывается); применения для затворения цементного раствора воды, загрязненной примесями, которые ускоряют схватывание; несоответствующих размеров и плохого качества продавочных пробок и кольца «Стоп»; слабого контроля за качеством приготовления цементного раствора и соблюдением технологических требований по спуску колонны и ее цементированию.

При цементировании обсадных колонн возможны разрушение тела обсадных труб вследствие грубого нарушения правил спуска

колонн, посадка колонн в шлам и преждевременное схватывание цементного раствора. Для восстановления циркуляции промывочной жидкости в этих случаях применяют максимальное давление, которое приводит к разрыву труб. Разрушение резьбовых соединений может произойти при несвоевременной остановке цементировочного агрегата, т. е. после достижения давления «Стоп».

5.5. Аварии с турбобурами

С турбобурами происходят следующие аварии:

- 1) срыв резьбы верхнего переводника (вырыв из резьбы корпуса) или переводника, соединяющего корпуса секционных турбобуров;
- 2) отвинчивание роторной гайки и контргайки вала турбобура;
- 3) слом вала турбобура;
- 4) слом корпуса турбобура;
- 5) отвинчивание ниппеля турбобура;
- 6) срыв или отвинчивание резьбового соединения вала турбобура из резьбы переводника на долото;
- 7) отвинчивание турбобура от бурильной колонны;
- 8) заклинивание корпуса турбобура.

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

Слом корпуса турбобура происходит в основном по резьбе. У односекционных турбобуров основные поломки наблюдаются в местах соединения верхнего переводника с корпусом, а у многосекционных – в соединительных переводниках, причем число их в последнем случае значительно больше, чем у односекционных. Слом несет усталостный характер. Слом вала турбобура происходит по верхней резьбе под роторную гайку и контргайку, по промывочным окнам в местах перехода с основного диаметра на диаметр под пяту, по упору втулки нижней опоры в вал.

Односекционный турбобур отвинчивается от бурильной колонны в результате того, что реактивный момент у них в 2–3 раза больше, чем у многосекционных турбобуров.

Корпуса турбобура заклиниваются кусками твердых пород, металлическими предметами, находящимися в скважине в результате ранее происшедшей аварии, а также вследствие заклинивания в желобах скважин.

5.6. Аварии с долотами

В зависимости от типа долота различают следующие виды аварий.

1. Аварии с шарошечными долотами – отвинчивание долот и их поломка. Отвинчивание происходит в результате нарушения правил крепления или спуска долота, а также при применении переводников на долото с несоответствующей резьбой (когда переводники изготавливаются в механических мастерских без соответствующей проверки резьбы калибрами).

Причинами поломок долот являются: передержка на забое; бурение с нагрузками, превышающими допустимые; удар долотом о забой или уступ; разбуривание пород долотами, не соответствующими их крепости; малая прочность опор; слабая прочность сварных швов; заклинивание долот; дефект нарезки резьбы; неплотное прилегание заплечиков лап долота к торцу переводника; работа долотами по металлу; длительная промывка скважины перед подъемом сработанного долота.

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

Долговечность опоры долота зависит от интенсивности изнашивания и разрушения поверхностей цапфы, шарошки и тел качения. Проведенные исследования показали, что характер изнашивания и разрушения этих поверхностей различен. Это связано с неравномерным и сложным нагружением различных участков поверхностей опоры, а также конструкцией, технологией изготовления и размерами долот. При этом трущиеся поверхности опоры подвергаются одновременно абразивному износу, осповидному, хрупкому и усталостному выкра-

шиванию, смятию, окислительному и тепловому износу и высокотемпературным ожогам в микрообъемах металла и в присутствии промывочных жидкостей под высоким давлением. Одновременное развитие этих процессов, а также недоброкачественная сборка долот, различие механических свойств металла опор и шарошек долот и отдельные конструктивные несовершенства конструкции долот приводят к неравномерной сработке опор и вооружения долот и к большому различию их износостойкости. Все это создает трудности в определении качества сработки долот, оптимального и предельного времени пребывания долота на забое, особенно при турбинном бурении.

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

Причинами заклинивания алмазных долот являются:

а) резкая посадка долота в зоне сужения ствола скважины и в ее призабойной зоне в результате спуска долота без ограничения скорости, особенно в необсаженной части ствола скважины;

б) преждевременное прекращение циркуляции промывочной жидкости перед подъемом бурильной колонны с алмазным долотом (чаще во время процесса наращивания);

в) недостаточная промывка скважины через долото (утечки промывочной жидкости через негерметичные участки бурильной колонны и ниппель турбобура), а также вследствие малой подачи промывочной жидкости насосами;

г) бурение скважины при несоответствующем соотношении размеров долота, утяжеленных бурильных труб и забойного двигателя (если такой применяется при бурении);

д) заклинивание долот инородными предметами (металл и куски породы).

Относительно часто наблюдаются случаи заклинивания ступенчатых долот вследствие наличия у них большой калибрующей поверхности секторов, отчего достигается большой контакт со стенками скважины. Часто алмазные долота заклиниваются при спусках в скважину впервые после работы трехшарошечными долотами и при длительной работе алмазными долотами без их подъема из скважины. Заклиниванию алмазного долота нередко способствуют сальники.

Алмазные долота отвинчиваются, как и другие рассмотренные виды долот.

При бурении скважин из алмазных долот могут выпадать алмазы в результате недостаточного их крепления, а также вследствие изнашивания тела долот. Выпавшие алмазы крошат другие алмазы в долоте, что может привести в негодность все долото.

Применение долот режущего типа сопровождается меньшим числом аварий по сравнению с шарошечными долотами. Аварии фактически единичны, но все же имеют место.

3. Аварии с долотами режущего типа (лопастными) – отвинчивание долота, излом лопастей долота, поломка корпуса. Эти долота отвинчиваются по тем же причинам, что и шарошечные.

Лопаста ломаются в результате неплотного их присоединения к корпусу или вследствие заклинивания долота, вызванного несоответствующим режимом его работы на забое. Поломка корпуса вызвана рассмотренными выше причинами.

5.7. Прочие виды аварий

1. Аварии вследствие падения посторонних предметов в скважину. Эти аварии возможны в результате нарушения технологических требований при работе с различными инструментами на устье скважины и отсутствия устройств над устьем скважины, препятствующих попаданию в них посторонних предметов.

2. Аварии при промыслово-геофизических работах в скважине. Аварии такого типа – прихваты и оставление в скважине кабеля, различных приборов, грузов, шаблонов, торпед и других устройств, применяемых при исследовании скважины и вспомогательных работах в ней, а также самопроизвольные взрывы торпед и выстрелы перфораторов.

Прихват кабеля в скважине может быть вызван его перепуском, запутыванием его при спуске или подъеме с большой скоростью, обвалом пород и образованием пробок. Во многих случаях аварии при промыслово-геофизических работах происходят вследствие недостаточной подготовленности скважины к электрометрическим работам, недоброкачественного крепления приборов к кабелю и кабеля к подъемнику и применения изношенного кабеля. Особенно часто аварии этого вида происходят при длительных геофизических работах в скважинах и во время оставления без движения находящегося в скважине кабеля с прибором.

Недопустимо ограниченно применяются специальные пружинные контакты, встроенные в скважинный прибор или кабельную головку. Практика показала их важность и возможность исключить с их помощью большое число аварий этого вида.

В результате отсутствия контрольных меток на кабеле приборы часто затаскиваются на блок-баланс и обрываются.

Нередко причиной аварии в скважине служит нахлестывание кабеля при торпедировании, заклинивание перфоратора после выстрела или прибора в нарушенных либо смятых участках обсадной колонны.

Самопроизвольные взрывы торпед и выстрелы перфораторов происходят в результате применения нетермостойких взрывчатых веществ и средств взрыва в высокотемпературных скважинах при смятии кожухов торпед или при преждевременном поступлении электротока на взрыватель.

Неудовлетворительная подготовка ствола скважин заключается в следующем: промывка скважин промывочной жидкостью, не отвечающей требованиям геолого-технического наряда, или продолжительная промывка, не обеспечивающая необходимой очистки скважины; недостаточная проработка мест сужения, уступов и искривленных участков; проверка ствола скважины несоответствующим шаблоном.

3. Аварии при опробовании бурящихся скважин испытателями пластов. В последние годы все чаще стали практиковать испытание разведочных скважин испытателями пластов сразу же после вскрытия продуктивного пласта, не дожидаясь окончания бурения скважин или вскрытия последующих продуктивных пластов. Однако при этом возникают аварии с испытателями пластов, прихваты колонн бурильных труб, спускаемых с испытателями пластов, особенно нижней их части, расположенной под пакером (хвостовиком); поломки и разъединение узлов испытателей пластов, газопроявления.

Причинами аварий при работе с испытателями пластов являются: длительное стояние в ожидании притока, неправильно выбранный интервал установки пакера, большая депрессия, приводящая к разрушению пласта, низкое качество резинового элемента, неудовлетворительная подготовка ствола скважины к работе с испытателями пластов и отсутствие устьевого противовыбросового арматуры.

Помимо изложенного, при опробовании газовых и газоконденсатных горизонтов испытателями пластов возможен прихват его узлов образующимся гидратом.

4. Аварии при испытании скважин. Завершающий этап строительства скважины – испытание первого продуктивного горизонта – связан со спуском в скважину насосно-компрессорных труб и проведением прострелочно-перфорационных работ, которые нередко сопровождаются авариями: поломкой и срывом резьбы в элементах насосно-компрессорных труб, прихватами, нарушением целостности обсадных колонн и падением посторонних предметов в скважину.

Основные причины этих аварий – неудовлетворительная технология постановки цементных мостов; работа с дефектными трубами; слабая технологическая дисциплина и неудовлетворительная техническая оснащённость бригад, проводящих эти работы, вследствие чего в скважину спускаются трубы с недостаточно закрепленными резьбовыми соединениями, имеющие дефекты, допускаются случаи посадки труб в шлам и неудовлетворительное проведение изоляционных работ; на трубах, спускаемых в скважину, не устанавливаются обтиратели, предупреждающие попадание посторонних предметов, и т.д.

5. Открытые фонтаны. Этот вид аварий, хотя и редкий, но встречается повсеместно, причем особенно часто при проводке скважин на новых месторождениях нефти и газа. Свидетельством этому может служить то, что многие месторождения газа и нефти «открывались» с фонтанов.

Основные причины открытых фонтанов при бурении скважин:

- не соответствующая геологическим условиям конструкция скважин, выбранная без учета глубины залегания и пластового давления вскрываемых горизонтов;

- некачественное цементирование обсадных колонн, на которых устанавливается противовыбросовое устройство, что приводит к прорывам газа и выбросам после закрытия превентора;

- отсутствие противовыбросового оборудования на устье скважин при вскрытии газовых, газоконденсатных или напорных нефтяных и водоносных горизонтов, а также несоответствие его параметров условиям бурения скважин;

- неудовлетворительные схемы оборудования устья скважин, не обеспечивающие своевременную и надежную их герметизацию при газопроявлениях, неправильная эксплуатация противовыбросового оборудования;

- неправильный выбор для вскрытия напорных горизонтов и для бурения скважин после их вскрытия плотности промывочной жид-

кости, а также использование жидкостей низкого качества: плохо глинизирующие пласты, легко насыщающиеся газом и трудно осваиваемые от него;

- недостаточная промывка скважины при бурении и перед подъемом буровой колонны;

- рост содержания газа в промывочной жидкости в процессе бурения (плохая дегазация выходящей из скважины промывочной жидкости);

- снижение давления на вскрытые скважиной продуктивные или напорные водоносные горизонты при подъеме буровой колонны в случае использования промывочных жидкостей с высоким статическим напряжением сдвига или наличия сальников («поршневание» при подъеме буровой колонны);

- падение уровня жидкости в скважине в процессе проведения буровых работ вследствие несвоевременного ее заполнения или поглощения жидкости вскрытыми пластами;

- непринятие своевременных мер при газопроявлениях для предотвращения выбросов и открытого фонтанирования.

Основное число фонтанов наблюдается на газовых месторождениях. Это объясняется недооценкой особенностей проводки газовых скважин и механическим перенесением технологии и техники разбуривания нефтяных месторождений на газовые, а в последнее время и тенденцией перенесения ее на истощенные месторождения при строительстве газовых хранилищ.

Кроме того, фонтаны могут быть вызваны вскрытием нижележащих продуктивных горизонтов без перекрытия вышележащих (особенно с высокими пластовыми давлениями).

Возникновению фонтанов способствуют длительные остановки и нарушения цикличности бурения, неумелое применение методов ликвидации аварий (допущение ошибок при установке ванн), вскрытие пластов с резко отличной литолого-физической характеристикой и наличием аномально высоких пластовых давлений.

Как правило, открытые фонтаны возникают там, где нарушается технология проводки скважин, допускаются отступления от принятых проектных норм без достаточного обоснования, применяется несоответствующее оборудование (устьевое и противовыбросовое) и слабая трудовая дисциплина.

5.8. Ликвидация водонефтегазопроявлений

Проявление в скважине – нежелательный процесс притока пластовой жидкости в ствол скважины, который может (если он не контролируется) перейти в выброс и в открытое фонтанирование.

К последствиям выбросов относят повреждение бурового оборудования, травмы персонала, потери значительной части природной энергии резервуара (пласта) и загрязнение окружающей среды.

Выброс не возникает мгновенно и не появляется на поверхности без предварительных признаков. По определенным признакам на поверхности можно определить возможность возникновения проявлений. Как было отмечено во введении назначение АМТ – это тренинг бурового персонала по действиям в аварийных ситуациях и, прежде всего, при угрозе «выброса»

Ниже описаны признаки развития проявлений в скважине.

Увеличение уровня в емкости для хранения бурового раствора. При нормальных условиях бурения буровой раствор постоянно циркулирует в стволе скважины так, что его закачиваемый объем равен объему, выходящему на поверхность (не учитывая небольшого объема поглощения вследствие фильтрации). Этот баланс нарушается в двух случаях. В первом объем, поступающий на поверхность, меньше закачиваемого объема, что указывает на наличие поглощения. Во втором объем жидкости возвращающейся на поверхность, превышает закачиваемый, что указывает на приток пластовой жидкости в скважину, т. е. на проявление.

Во время проявления увеличивается объем жидкости в скважине. Избыточное количество жидкости, измеренное на поверхности, равно объему пластового флюида. Избыточное количество жидкости определяют по ее увеличению в емкости для бурового раствора. Инженеры по буровым растворам постоянно контролируют объем бурового раствора в мерниках для установления признаков проявления. Еще оперативней начало проявления фиксируется по данным дифференциальной дебитометрии.

Увеличение механической скорости бурения. Резкое увеличение механической скорости бурения может отмечаться при проходке мягких пластов и пластов с АВПД. Частые изменения механической скорости возникают в результате смены разбуриваемых пластов. Подобные признаки не являются решающими и должны

использоваться вместе с другими наблюдениями для определения проявления скважины.

В общем случае механическая скорость бурения зависит от частоты вращения ротора, нагрузки на долото, типа долота, твердости породы, типа бурового раствора и условий очистки забоя. Для эффективного бурения эти данные должны контролироваться для определения нормальных режимов бурения на каждой площади. Изменение нормального режима бурения может указывать на интервалы мягких пород или зоны аномального давления. Повышенная механическая скорость бурения может быть зафиксирована на поверхности по увеличению шлама на вибрационных ситах и по появлению отдельных больших кусков выбуренной породы.

Снижение давления циркуляции. Во время проявления пластовый флюид, состоящий из соленой воды, нефти или газа, попадая в ствол скважины, смешивается с буровым раствором. Это приводит к образованию новой жидкости с пониженной вязкостью и плотностью, что в свою очередь ведет к уменьшению потерь давления в затрубном пространстве. Таким образом, общие потери давления, наблюдаемые на поверхности в этот момент, меньше, чем до начала проявления. Снижение давления циркуляции наиболее заметно при попадании газа в ствол скважины, так как плотность газа намного меньше плотности бурового раствора.

Когда более легкие жидкости попадают в ствол скважины, происходит дальнейшее снижение давления циркуляции вследствие эффекта сообщающихся сосудов, т. е. разницы в плотности между тяжелым раствором в бурильных трубах и более легкими жидкостями в затрубном пространстве. Снижение давления на насосах сопровождается увеличением скорости его работы, так как мощность насоса используется для прокачивания одного объема жидкости при пониженных гидравлических сопротивлениях.

Явный признак возникновения проявления – наличие потока раствора из скважины при выключенных насосах.

Раствор, содержащий газ, нефть или минеральную воду. Признаки газа, нефти или соленой воды в буровом растворе указывают на то, что пластовые флюиды попали в скважину.

В частности, наличие газа может ввести в заблуждение, так как во время спуско-подъемных операций возникает поршневой эффект (или всасывание) и небольшое количество газа поступает в скважи-

ну. Этот газ обычно называют газом СПО (газ, захваченный в процессе спуско-подъема инструмента). Его не следует путать с газом, поступающим из проявляющего пласта. Поршневой эффект возникает, когда давление в скважине превышает пластовое или при наличии сальника на долоте.

Для каждой площади можно определить нормальное количество газа, появляющегося во время спуско-подъемных операций; отклонение от него указывает на возможность начала газопроявления.

Другая форма газонасыщения, которую не следует смешивать с газопроявлением, – это, так называемый, выбуренный газ. Выбуренный газ попадает в буровой раствор со шламом при бурении газоносных пород. Куски такой породы поднимаются по затрубному пространству, и газ высвобождается из шлама вследствие низких давлений в верхней части ствола.

Выбуренный газ вызывает снижение плотности бурового раствора у поверхности, причем плотность бурового раствора в затрубном пространстве не уменьшается.

Признаки появления пластовых флюидов наблюдают на поверхности в форме водяных пачек при притоке в скважину пластовой воды или в виде пенистых пузырей. Газированный буровой раствор характеризуется низкой плотностью на поверхности по сравнению с ее первоначальным значением. Попадание в раствор пластовой воды вызывает меньшее изменение плотности, но может быть обнаружено по увеличению объема раствора в мерниках и повышению степени минерализации (солености).

6. ОШИБКИ УПРАВЛЕНИЯ И ИХ УСТРАНЕНИЕ

При управлении ИМИТАТОРОМ БУРЕНИЯ в процессе имитации бурения возможны ошибочные действия, которые при управлении буровой установкой могли бы привести к поломкам оборудования или авариям в скважине.

Реакция ИМИТАТОРА БУРЕНИЯ на такие ошибки состоит в следующем:

- выдается сигнал об ошибке – загорается красная лампочка на пульте бурильщика, пульте ЦС, пульте управления цементированием и стойке показывающих приборов (в инженерном варианте красный сигнал появляется в левом верхнем углу экрана);
- если ошибка изменяет параметры технологического процесса, то эти изменения отражаются на показывающих контрольно-измерительных приборах (в инженерном варианте в окнах оперативной информации).
- название ошибки и начисленное штрафное время записывается в журнал (протокол выполнения задачи) обучаемому, которые после выполнения задачи можно вывести на печатающее устройство.

Ниже приводится перечень возможных ошибок управления, описание реакции на ошибки, способы исправления ошибок, если они не приводят к необратимым (для условий буровой установки) последствиям.

1. Ошибка стартовых условий. Эта ошибка означает, что перед стартом задачи органы управления пультов и постов тренажера не приведены в исходное положение, о чем говорилось выше.

Реакция системы АМТ: выдается сигнал ошибки – задача не стартует.

Способ устранения: проверить положение органов управления тренажера и привести их в соответствии вышеуказанными требованиями.

2. Клинья ротора опущены. Конструкция тренажера дает возможность опустить клинья ротора в процессе бурения. Однако это действие считается ошибочным.

Реакция системы АМТ: сигнал ошибки.

Способ устранения: поднять клинья ротора.

3. Закрыт превентор.

Реакция: выдается сигнал ошибки.

Способ устранения: открыть закрытый превентор.

4. Удар о ротор. Посадка вертлюга на ротор (высота талевого блока над ротором равна 0 м) или свечи считается ошибкой.

Реакция: сигнал ошибки, прекращение подачи инструмента.

Способ устранения: приподнять инструмент.

5. Переподъем ведущей трубы (квадрата). Подъем талевого блока с бурильной колонной при вращении ротора на высоту, большую длины ведущей бурильной трубы считается ошибкой, означающей, что ведущая бурильная труба вышла из ротора.

Реакция: выдается сигнал ошибки.

Способ устранения: либо опустить талевый блок на высоту менее длины ведущей трубы, либо остановить ротор

6. Не включен блок очистки. Если при бурении не включен блок очистки – это ошибка.

Реакция: выдается сигнал ошибки.

Способ устранения: включить блок очистки.

7. Перегрузка насоса. Если давление на манифольде станет выше допустимого при данном диаметре цилиндрических втулок, происходит перегрузка насоса. Это возможно по двум причинам:

– расход раствора в скважину больше, чем позволяет сопротивление бурильной колонны и скважины;

– заблокирован выход раствора в бурильную колонну (например, закрыта задвижка прямой и обратной промывки).

При этом происходит прорыв мембраны предохранительного клапана и подача раствора в скважину прекращается.

Реакция: сигнал ошибки, давление на стояке возрастает до максимума, потом падает до нуля, расход раствора падает до нуля, изменение расхода становится равным нулю.

Сопутствующие изменения: при роторном бурении прекращается проходка. При бурении забойными двигателями останавливается турбобур, прекращается проходка и изменение нагрузки на долото.

Способ устранения: устранить первопричину перегрузки насоса – освободить проход раствора в скважину или уменьшить число двойных ходов в минуту, затем, выключить насос (якобы для замены мембраны) и включить его снова. Если ситуация произошла при

бурении забойными двигателями, необходимо ликвидировать ситуацию «Остановка забойного двигателя».

8. Остановка забойного двигателя. Остановка забойного двигателя может произойти по следующим четырем причинам:

- велика нагрузка на долото;
- увеличение момента на долоте сверх допустимого за счет перехода в породу с большим удельным моментом;
- снижение величины расхода раствора через долото;
- рост момента на долоте за счет износа опор.

Реакция: при подаче с лебедки в режиме выбуривания нагрузка на долото не меняется, при бурении с вращением ротора момент на роторе равен тормозному моменту забойного двигателя.

Способ устранения: подорвать инструмент, устранить причину остановки забойного двигателя.

9. Перегрузка долота. Перегрузкой долота называется ситуация, при которой нагрузка на долото становится больше допустимой согласно характеристике долота. В реальных условиях при этом возможно разрушение долота.

Реакция: сигнал ошибки, нагрузка на долото больше допустимой, прекращение проходки, что при подаче от регулятора в режиме «Автомат» вызовет остановку подачи, а в режиме «Ручное» и при подаче с лебедки – рост нагрузки на долото. Сопутствующие явления: при роторном бурении рост момента на роторе и амплитуды колебаний момента на роторе вплоть до перегрузки и остановки ротора, при турбинном бурении – остановка турбобура.

Способ устранения: в условиях реальной буровой поломка долота является необратимой ситуацией, необходимо поднять долото и ликвидировать аварию. В условиях Имитатора ситуация обратима: приподнимая верхний конец бурильной колонны, уменьшить нагрузку на долото. После этого ликвидировать сопутствующие явления, если они имеют место.

10. Блокирован насос 1. Если промывка осуществлялась насосом 1, то при неправильном положении задвижек возможна ситуация, исключая нормальную закачку раствора в скважину. Ситуация возникает при трех вариантах положения задвижек:

- заблокировано поступление раствора на вход насоса (например, закрыта выходная задвижка емкости приготовления и задвижка, соединяющая насосы 1 и 2);

– закрыта задвижка стояка или выходная задвижка насоса.

Реакция: сигнал ошибки, в первом случае – прекращение подачи насоса, во втором случае возникает перегрузка насоса.

Способ устранения: манипулируя задвижками, устранить блокировку насоса, затем ликвидировать последствия.

11. Блокирован насос 2. Ситуация аналогична предыдущей, отличается только состоянием задвижек.

12. Полет инструмента. Если в процессе бурения будет открыт элеватор, произойдет полная разгрузка бурильной колонны на забой (при долоте над забоем – падение инструмента на забой).

Реакция: сигнал ошибки, вес на крюке равен весу талевого блока с элеватором, нагрузка на долото равна весу инструмента в промысловом растворе.

Сопутствующие ситуации: при роторном бурении – перегрузка долота и перегрузка ротора (если было вращение), при бурении забойными двигателями – перегрузка долота и остановка забойного двигателя.

Способ устранения: закрыть элеватор или выключить задачу.

13. Перегрузка ротора. Если момент на роторе превысит допустимую величину, произойдет перегрузка и поломка ротора.

Реакция: сигнал ошибки, частота вращения ротора падает до нуля, момент на роторе падает до нуля.

Способ устранения: выключить привод ротора, уменьшить заданную частоту вращения до нуля, оторвать долото от забоя, включить привод ротора, отрегулировать частоту вращения ротора

14. Включены лебедка и РПДЭ. Одновременное включение приводов лебедки и регулятора подачи долота является ошибкой, т.к. на обычной буровой установке это невозможно, а конструкция Бурового Имитатора это допускает.

Реакция: сигнал ошибки, прекращение подачи инструмента. Сопутствующие изменения параметров: при бурении уменьшается нагрузка на долото с одновременным уменьшением механической скорости, при приподъеме от забоя в отсутствии вращения нагрузка на долото и вес на крюке не меняются

Способ устранения: выключить один из приводов, в зависимости от того, что должно работать, лебедка или РПДЭ.

15. Включен РПДЭ, зажат тормоз. Это сообщение означает, что включен регулятор подачи долота (РПДЭ) и зажат тормоз. Торможение барабана лебедки при включенном регуляторе подачи, когда

задана нагрузка на долото в режиме «Автомат» или скорость подачи в «Ручном» режиме, является ошибкой.

Реакция: сигнал ошибки, прекращение подачи инструмента, в связи с чем падает нагрузка на долото при бурении.

Способ устранения: снять тормозное усилие или выключить привод РПДЭ.

16. Блокирована емкость 2. Если хотя бы один насос качает раствор из емкости 2, раствор из скважины поступает в приемную емкость, а задвижка между емкостями закрыта, то приемная емкость наполняется, тогда как из емкости приготовления раствор выкачивается. Такое состояние считается ошибкой.

Реакция: сигнал ошибки, уровень в приемной емкости растет, в емкости приготовления падает.

Способ устранения: открыть задвижку между емкостями.

17. Блокированы емкости. Если в ситуации, описанной выше, закрыта выходная задвижка приемной емкости, то блокируются обе емкости.

Реакция: сигнал ошибки, уровень в приемной емкости растет, в емкости 2 падает, но уровень в приемной емкости растет быстрее.

Способ устранения: установить задвижки в положение, обеспечивающее свободный проход раствора от скважины к насосам.

18. Не включен дегазатор. Если содержание газа в растворе больше нуля, а дегазатор не включен, это считается ошибкой.

Реакция: выдается сигнал ошибки.

Способ устранения: включить дегазатор.

19. Открыта задвижка обратной промывки. Если в процессе бурения при прямой промывке будет открыта задвижка обратной промывки, то это считается ошибкой.

Реакция: сигнал ошибки, расход в скважину падает до нуля, изменение расхода на выходе падает до нуля, давление на стояке падает до нуля.

Сопутствующие явления: при бурении забойными двигателями произойдет остановка забойного двигателя.

Способ устранения: закрыть задвижку обратной промывки, при бурении забойными двигателями ликвидировать остановку забойного двигателя.

20. Обрыв бурильных труб (БТ). Превышение веса на крюке выше величины прочности бурильных труб вызывает обрыв колонны и является ошибкой.

Реакция: сигнал ошибки, уменьшение веса на крюке, давления на входе, момента ротора.

Способ устранения: ошибка считается фатальной (необратимой), поэтому устранить ее нельзя. Учебное задание считается невыполненным. Требуется перезапуск задачи

21. Перегруз клиньев. Попытка поднять клинья, когда вес на крюке меньше веса колонны, считается ошибкой.

Реакция: выдается сигнал ошибки.

Способ устранения: опустить клинья, набрать вес на крюке до расчетного

22. Падение свечи. Открытие элеватора со взятой свечей вызывает падение свечи и является ошибкой.

Реакция: выдается сигнал ошибки.

Способ устранения: закрыть элеватор.

23. Не разгружена талевая система. Попытка раскрутить трубы при неразгруженной талевой системе является ошибкой.

Реакция: выдается сигнал ошибки.

Способ устранения: отвести ключ и разгрузить талевую систему (посадить колонну на клинья).

24. Ключ не на замке. Попытка свинчивания (развинчивания) труб, когда замок бурильных труб находится не в зоне ключа, является ошибкой.

Реакция: выдается сигнал ошибки.

Способ устранения: выключить ключ и подвести замок труб в зону ключа.

25. Не поднята ведущая труба. Попытка опустить клинья, когда ведущая труба не поднята над столом ротора, является ошибкой.

Реакция: выдается сигнал ошибки.

Способ устранения: поднять клинья и поднять ведущую трубу над столом ротора (высота талевого блока должна быть больше длины квадрата не более чем на 1 м, на жидкокристаллической мнемосхеме должна появиться фигурка «Верхового»).

26. Неправильная остановка элеватора. Попытка закрыть элеватор, когда он не находится на высоте установки ведущей трубы или свечи (имитация свечеподачи), является ошибкой.

Реакция: выдается сигнал ошибки.

Способ устранения: открыть элеватор и поднять или опустить его на нужную высоту (высота квадрата, одной, двух или трех

труб). При этом на жидкокристаллической мнемосхеме пульта бурлищика должна появиться фигурка «Верхового».

27. Ошибка включения ротора. Попытка включения ротора, когда колонна стоит на клиньях и не взята ведущая труба, является ошибкой.

Реакция: выдается сигнал ошибки.

Способ устранения: выключить ротор.

28. Переподъем элеватора. В настоящей версии тренажера подъем талевого блока на высоту, большую максимальной длины свечи, считается ошибкой.

Реакция: выдается сигнал ошибки.

Способ устранения: опустить талевый блок на высоту менее максимальной длины свечи.

29. Ключ вращается. Вращение ключа при операциях, несвязанных со свинчиванием (развинчиванием) инструмента, является ошибкой.

Реакция: выдается сигнал ошибки.

Способ устранения: перевести ключ в нейтральное положение.

30. Преждевременное открытие элеватора. Открытие элеватора, когда свечеподающее устройство не находится в положении «к скважине» или ключ вращается, является ошибкой.

Реакция: выдается сигнал ошибки.

Способ устранения: закрыть элеватор.

31. Слом клиньев инструментом. Попытка закрыть клинья при движущейся вниз колонне является ошибкой.

Реакция: выдается сигнал ошибки.

Способ устранения: поднять клинья или остановить колонну.

32. Ошибка включения насосов. Включение насоса при не наведенной ведущей трубе считается ошибкой.

Реакция: выдается сигнал ошибки.

Способ устранения: выключить насосы, навести ведущую трубу.

33. Открыта задвижка линии дросселирования. Открытая задвижка линии дросселирования при бурении и спуско-подъемных операциях (за исключением случая, когда есть нефтегазопроявление) является ошибкой.

Реакция: выдается сигнал ошибки.

Способ устранения: закрыть линию дросселирования.

34. Нет раствора в доливной емкости. Отсутствие раствора в доливной емкости (уровень раствора равен 0) является ошибкой.

Реакция: выдается сигнал ошибки.

Способ устранения: в данной версии тренажера эта ситуация устраняется только перезапуском задачи

35. Обрыв талевого каната. Превышение веса на крюке, с учетом оснастки талевой системы, над максимальным значением прочности каната приводит к разрыву каната и является ошибкой.

Реакция: выдается сигнал ошибки.

Способ устранения: ошибка считается фатальной. Учебное задание не засчитывается. Требуется перезапуск задачи

36. СПУ над устьем. Ситуация, когда свечеподающее устройство не было переведено в положение «от скважины» после подачи или взятия свечи, является ошибкой.

Реакция: выдается сигнал ошибки.

Способ устранения: перевести свечеподающее устройство в положение «от скважины».

37. СПУ подано рано. Несвоевременная подача свечеподающего устройства в положение «к скважине» (до отвинчивания свечи от колонны) является ошибкой.

Реакция: выдается сигнал ошибки.

Способ устранения: перевести свечеподающее устройство в положение «от скважины».

38. Подача СПУ при движении элеватора (поломка СПУ). Попытка движения колонны, когда свечеподающее устройство находится в положении «к скважине», является ошибкой.

Реакция: выдается сигнал ошибки.

Способ устранения: прекратить движение колонны или перевести свечеподающее устройство в положение «от скважины».

39. Не подана свеча. Закрытие пустого элеватора, когда не подана свеча является ошибкой.

Реакция: выдается сигнал ошибки.

Способ устранения: открыть элеватор.

40. Включен привод РПДЭ. Использование РПДЭ при спуско-подъемных операциях является ошибкой.

Реакция: выдается сигнал ошибки.

Способ устранения: выключить привод РПДЭ.

41. Открыта задвижка между емкостями. Если в емкостях разная плотность раствора и при этом открыта задвижка между емкостями, то данная ситуация считается ошибкой.

Реакция: выдается сигнал ошибки.

Способ устранения: закрыть задвижку между емкостями.

42. Не взята ведущая труба (квадрат). Данная ситуация возникает в следующих случаях:

– при попытке включить насосы не накрутив ведущую бурильную трубу (квадрат);

– если вместо ведущей трубы (квадрата) берется простая бурильная труба.

Реакция: выдается сигнал ошибки.

Способ устранения: взять ведущую трубу (квадрат).

43. Ключ на устье. Данная ситуация возникает в следующих случаях:

– при попытке подвести ключ к скважине во время бурения или промывки;

– при попытке подвести ключ к скважине, когда элеватор без колонны труб (без свечи);

– при попытке подвести ключ к скважине, когда элеватор со свечой, но низ свечи находится не в зоне ключа;

– при попытке подвести ключ к скважине, когда колонна труб не на клиньях.

Реакция: выдается сигнал ошибки.

Способ устранения: отвести ключ от скважины.

44. СПУ не на уровне элеватора. Данная ситуация возникает при попытке подать СПУ (свече-подающее устройство) к скважине когда элеватор находится не на нужном уровне и подать свечу невозможно.

Реакция: выдается сигнал ошибки.

Способ устранения: отвести СПУ от скважины.

45. Падение трубы. Открытие элеватора со взятой трубой вызывает падение трубы и является ошибкой.

Реакция: выдается сигнал ошибки.

Способ устранения: закрыть элеватор.

46. Открыта задвижка линии глушения. Открытие линии глушения во время процессов бурения или спуско-подъема считается ошибкой.

Реакция: выдается сигнал ошибки.

Способ устранения: закрыть линию глушения.

7. ТАБЛИЦА ПЕРЕВОДОВ ЕДИНИЦ И ИЗМЕРЕНИЙ

ЕДИНИЦЫ ДЛИНЫ		мм	м	дюйм	фут
mm	1 mm	1	0,001	0,03937	0,003281
m	1 м	1000	1	39,3701	3,2808
inch (in)	1 дюйм	25,4	0,0254	1	0,08333
foot (ft)	1 фут	304,8	0,3048	12	1

ЕДИНИЦЫ МАССЫ		кг	т	фунт
kg	1 кг	1	1000	2,2046
t	1 т	1000	1	2204,6
lb	1 фунт	0,45359	$4,5359 \cdot 10^{-4}$	1

ЕДИНИЦЫ ДАВЛЕНИЯ		бар	атм	МПа	кг/см ²	psi
bar	1 бар	1	0,98692	0,1	1,01972	14,504
atm	1 атм	1,01325	1	0,10132	1,03323	14,696
MPa	1 Мпа (Н/м ²)	10	9,8692	1	10,197	145,0377
kg/cm ²	1 кг/см ²	0,98067	0,96784	0,9806	1	14,2233
psi (lb/in ²)	1 psi (фунт/дюйм ²)	0,06895	0,06805	$6,89 \cdot 10^{-3}$	0,07031	1

ЕДИНИЦЫ ОБЪЕМА		л	м ³	cf
l	1 л (дм ³)	1	0,001	0,03531
m ³	1 м ³	1000	1	35,3146
cf (ft ³)	1 cf (фут ³)	28,3168	0,02831	1

ЕДИНИЦЫ РАСХОДА		л/мин	м ³ /мин	cfm
l/min	1 л/мин	1	0,001	0,03531
m ³ /min	1 м ³	1000	1	35,3146
cfm (ft ³ /min)	cfm (фут ³ /мин)	28,3168	0,02831	1

ЕДИНИЦЫ СКОРОСТИ		м/с	км/ч	м/ч	фут/мин
m/s	1 м/с	1	3,6	3600	196,85
km/h	1 км/ч	0,2778	1	1000	54,68
m/h	1 м/ч	$2,778 \cdot 10^{-4}$	0,001	1	0,05468
ft/min	1 фут/мин	0,00508	0,01828	18,2879	1

ЛИТЕРАТУРА

1. Пустовойтенко, И. П. Предупреждение и методы ликвидации аварий и осложнений в бурении: учебное пособие для профтехобразования / И. П. Пустовойтенко. – М.: Недра, 1987. – 237 с.
2. Инструкция АМТ-231.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1. СОСТАВ ТРЕНАЖЕРА	4
1.1. Пульт бурильщика	4
1.3. Пост блока дросселирования	9
1.5. Пульт превенторов	11
1.6. Пульт дистанционного управления дросселем	12
1.7. Пост манифольда	12
1.8. Пульт управления цементированием	14
1.9. Пост управления цементировочной головкой	16
1.10. Пост показывающих приборов	17
2. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ДЕЙСТВИЙ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОПЕРАЦИЙ	18
2.1. Спуско-подъемные операции	18
2.2. Бурение скважины (роторное и турбинное бурение)	20
2.3. Цементирование	23
3. ВОДОНЕФТЕГАЗОПРОЯВЛЕНИЯ (ГНВП)	30
3.1. Причины и признаки ГНВП	30
3.2. Последовательность действий при ГНВП	32
3.3. Методы ликвидации выбросов	33
3.3.1. Метод ожидания и утяжеления	37
3.3.2. Метод бурильщика	40
3.4. Последовательность действий при ликвидации ГНВП	42
3.4.1. Метод ожидания и утяжеления	43
3.4.2. Метод бурильщика	45
4. РАСПОЗНАВАНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА	48
5. ПОНЯТИЕ ОБ АВАРИЯХ И ИХ ПРИЧИНАХ	49
5.1. Аварии с бурильной колонной	50
5.2. Прихваты	54
5.3. Аварии с обсадными колоннами	58
5.4. Аварии вследствие неудачного цементирования	59

5.5. Аварии с турбобурами	60
5.6. Аварии с долотами	61
5.7. Прочие виды аварий	63
5.8. Ликвидация водонефтегазопроявлений	67
6. ОШИБКИ УПРАВЛЕНИЯ И ИХ УСТРАНЕНИЕ	70
7. ТАБЛИЦА ПЕРЕВОДОВ ЕДИНИЦ И ИЗМЕРЕНИЙ.....	79
ЛИТЕРАТУРА	80

Учебное издание

МАТВЕЕНКО Денис Сергеевич
КЛИМОВИЧ Алексей Валерьевич
БАБЕЦ Михаил Анатольевич

ТРЕНАЖЕР-ИМИТАТОР БУРЕНИЯ АМТ-221

*Методическое пособие
по подготовке и тренингу обучаемого персонала
для студентов специальности 1-51 02 01 «Разработка
месторождений полезных ископаемых»
направления 1-51 02 01-04 «Буровые работы»*

В 2 частях

Часть 2

**МОДЕЛЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ
БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ**

Технический редактор *Д. А. Исаев*
Компьютерная верстка *Д. А. Исаева*

Подписано в печать 24.10.2013. Формат 60×84 ¹/₁₆. Бумага офсетная. Ризография.
Усл. печ. л. 4,82. Уч.-изд. л. 3,77. Тираж 100. Заказ 870.

Издатель и полиграфическое исполнение: Белорусский национальный технический университет. ЛИ № 02330/0494349 от 16.03.2009. Пр. Независимости, 65. 220013, г. Минск.