



Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего  
образования  
«Самарский государственный технический  
университет»

КАФЕДРА: «Бурение нефтяных и газовых скважин»

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ**  
к проведению лабораторных работ на тренажере – имитаторе капитального  
ремонта скважин АМТ-401(411) по  
дисциплине **«Реконструкция и восстановление скважин»**

САМАРА

2020

Печатается по решению методического совета факультета.  
Составитель: Мозговой Г.С., Милькова С.Ю.

**УДК 622.2(07)**

**ББК 33.131 я 73**

**М 747**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ** к проведению лабораторных работ по дисциплине «Реконструкция и восстановление скважин».  
Мозговой Г.С., Милькова С.Ю. - Самара, Самарский государственный технический университет, 2020 г., 94 стр.

Даны методические указания при работе на тренажере - имитаторе капитального ремонта скважин АМТ-401(411). Описаны основные технологические этапы при гидравлическом разрыве пласта, цементировании обсадной колонны под давлением, соляно-кислотной обработки скважин, гидropескоструйной перфорации обсадной колонны. Приведены основные формулы для расчетов параметров данных технологических процессов. Методические указания рассчитаны на студентов, обучающихся по направлению 21.01.03«Нефтегазовое дело», профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин».

**УДК 622.2(07)**  
**ББК 33.131 я 73**  
**М 747**

## **Введение**

Информационные технологии стали неотъемлемой частью жизни современного общества. В связи с этим перед современной системой образования ставится сложная задача опережающей подготовки персонала к условиям существования и профессиональной деятельности в глобальном информационном обществе. Благодаря бурному развитию компьютерной техники и информационных технологий появилась возможность решить эту задачу за счет применения тренажерных комплексов. Использование таких обучающих систем позволяет студентам получать все необходимые навыки, которые ему необходимы при работе на реальном объекте. Такой эффект достигается за счет того, что программный тренажер максимально реалистично воссоздает ход технологического процесса, логику работы автоматизированной системы управления технологическим процессом, включая индикацию, блокировки, логику работы реального оборудования. При работе на грамотно спроектированном тренажере обучаемый, применяя имеющиеся знания, получает опыт, весьма близкий к работе в реальных условиях, и одновременно идет процесс уточнения и закрепления его теоретических познаний. В качестве преимуществ использования тренажеров (даже по сравнению с работой на реальных лабораторных стендах) можно отметить следующее: интенсификация обучения без потери качества усвоения материала; возможность широкого изменения условий проведения противоаварийных тренировок; возможность моделирования и безопасного исследования экстремальных и аварийных режимов работы оборудования; возможность относительно легкой и быстрой модификации элементов изучаемого оборудования к новейшим промышленным образцам. В виду очевидных преимуществ от использования тренажеров, сфера их применения постоянно расширяется. Наибольшей популярностью пользуются так называемые «виртуальные тренажеры», созданные на базе персональных компьютеров, обеспечивающие некое подобие рабочего места, и хотя бы приблизительно воспроизводящие динамику изучаемого объекта. Они получили широкое распространение в основном

благодаря небольшой стоимости их разработки. Организационные и технические методы подготовки студентов с учетом внедрения компьютерных тренажерных комплексов, направлены на повышение эффективности обучения, совершенствование навыков и умений.

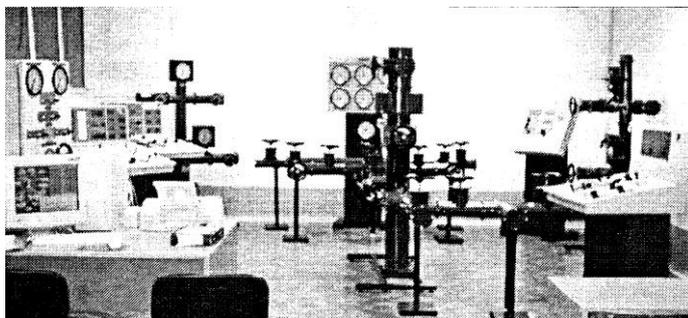
Тренажер АМТ – 401(411) предназначен для обучения рабочего и инженерного персонала подразделений капитального ремонта скважин нефтегазодобывающих предприятий, а также студентов по специальностям бурение скважин, разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Аппаратно-программный комплекс тренажера состоит из пультов и постов управления оборудованием для капитального ремонта скважин, персонального компьютера и программного обеспечения. Тренажер имитирует в реальном и ускоренном масштабах времени технологические процессы капитального ремонта скважин: глушение скважины, ремонтное цементирование, разбуривание, ликвидацию нефтегазопроявлений при бурении, обработку призабойной зоны, освоение скважины свабом, гидроразрыв пласта, гидropескоструйную перфорацию. [8]

## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №1

### **Устройство и порядок работы на тренажере АМТ-401(411)**

#### СОСТАВ ОБОРУДОВАНИЯ ТРЕНАЖЕРА-ИМИТАТОРА КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН АМТ-411

Внешний вид тренажера-имитатора капитального ремонта скважин приведен на рис. 1



Тренажер-имитатор капитального ремонта скважин состоит из набора

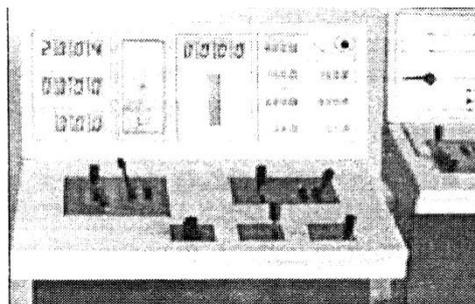
пультов контроля и управления процессом капитального ремонта скважины, подключаемых к компьютерному имитатору скважины. В этот набор входят:

- пульт бурильщика,
- пульт управления циркуляционной системой,
- пост манифольда,
- пост блока дросселирования,
- пост устьевого оборудования,
- пульт превенторов,
- пульт управления гидроразрывом пласта,
- пост устьевого арматуры,
- пост фонтанной арматуры с лубрикатором,
- пульт управления компрессорной станцией,
- пост показывающих приборов.

На рис. 2-3 приведены пульт бурильщика, пост устьевого оборудования и пульт управления гидроразрывом пласта.

### **ПУЛЬТ БУРИЛЬЩИКА С ИНДИКАЦИОННОЙ МНЕМОСХЕМОЙ**

Внешний вид пульта бурильщика приведен на рис. 2



С пульта бурильщика осуществляется управление следующим оборудованием:

1) лебедкой или ротором (в зависимости от того, в каком положении находится рукоятка переключения режима работы лебедка/ротор), которые включают в себя управление:

- переключателем режима вращения (пониж/нейтр/повыш);

- переключателем скорости (передачи) (0,1, II, III, IV);
- регулятором оборотов вала двигателя (педаль газа);
- тормозом лебедки;

2) гидроротором, который включает в себя управление:

- переключателем режима вращения (разв/нейтр/свинч);
- переключателем скорости (передачи) (0, I, II, III, IV);

3) клиньями, которые включают в себя управление:

- переключателем положения клиньев (подн/опущ);

4) элеватором, который включает в себя управление:

- переключателем состояния элеватора (откр/закр);

5) подачей трубы, которая включает в себя управление:

- переключателем положения свечи (на скв/от скв).

На индикаторах высвечивается:

- на жидкокристаллическом индикаторе в динамическом виде состояние поверхностного оборудования при СПО и бурении (перемещение элеватора с колонной и без, вращение ротора, свинчивание - развинчивание колонны, состояние клиньев, элеватора, превенторов, задвижек крестовины;
- на цифровых индикаторах выводятся следующие параметры:
- высота талевого блока,
- скорость подачи инструмента,
- глубина инструмента,
- частота вращения ротора,
- уровень раствора в скважине,
- уровень раствора в емкостях 1 и 2,
- плотность раствора на входе и на выходе,
- температура на входе и на выходе,

- сигнал ошибки (при возникновении аварийной ситуации или ошибки, допущенной студентом в результате неправильных действий, загорается красная лампочка).

## **ПУЛЬТ УПРАВЛЕНИЯ ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ СИСТЕМОЙ**

С горизонтальной панели пульта управления циркуляционной системой осуществляется управление следующим оборудованием:

1) насосным агрегатом, который включает в себя следующие органы управления:

- рукоятку включения привода насосного агрегата (вкл/выкл);
- переключатель скорости (передачи) (О, I, II, **III**, IV);
- регулятор оборотов вала двигателя привода с индикацией числового значения;

2) блоком емкостей со следующими органами управления:

- трехходовым краном (емк. 1, емк. 2, емк. 1-2, закр);
- вариатором плотности раствора в емкости 1;
- вариатором плотности раствора в емкости 2;

3) блоком очистки и дегазации с помощью следующих органов управления:

- рукоятки включения дегазатора (вкл/выкл);
- рукоятки включения блока очистки (вкл/выкл);
- выходной задвижки сепаратора (откр/закр).

На мнемосхему горизонтальной панели пульта управления циркуляционной системы выводится состояние следующих механизмов изменением цвета светодиодов:

- задвижек манифольда (красный - закрыта, зеленый - открыта);
- компрессора (красный - вкл, не горит — выкл).

На вертикальную панель пульта управления циркуляционной системой выводятся:

1) цифровые значения следующих параметров:

- плотности раствора в емкостях 1 и 2, г/см<sup>3</sup>;
- уровня раствора в емкостях 1 и 2, см;
- плотности раствора на входе и на выходе, г/см<sup>3</sup>;
- объема закачанного раствора, м<sup>3</sup>;

2) сигнал ошибки (при возникновении аварийной ситуации или ошибки, допущенной студентом в результате неправильных действий, загорается красная лампочка).

### **ПОСТ МАНИФОЛЬДА**

С поста манифольда осуществляется управление следующими задвижками:

- задвижкой линии обратной промывки (откр/закр),
- задвижкой линии прямой промывки (откр/закр),
- задвижкой прямой промывки (откр/закр),
- задвижкой обратной промывки (откр/закр).

### **ПОСТ БЛОКА ДРОССЕЛИРОВАНИЯ**

С поста блока дросселирования осуществляется управление следующими задвижками:

- задвижкой линии дросселирования (откр/закр),
- входной задвижкой дросселя 1 (откр/закр),
- входной задвижкой дросселя 2 (откр/закр),
- выходной задвижкой дросселя 1 (откр/закр),
- выходной задвижкой дросселя 2 (откр/закр),
- задвижкой линии отвода (откр/закр),
- задвижкой сброса в сепаратор (откр/закр),
- задвижкой сброса (откр/закр),
- плавно регулируемым дросселем I, диапазон регулирования 0-100 мм,
- плавно регулируемым дросселем 2, диапазон регулирования 0-100 мм.

На посту блока дросселирования установлены стрелочный индикатор,

- показывающий давление на устье скважины в диапазоне 0-250 кг/см<sup>2</sup>, а также цифровой индикатор, показывающий объем закачанного раствора в диапазоне 0-300 м<sup>3</sup>.

### **ПОСТ УСТЬЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

Внешний вид поста устьевого оборудования представлен на рис. 3

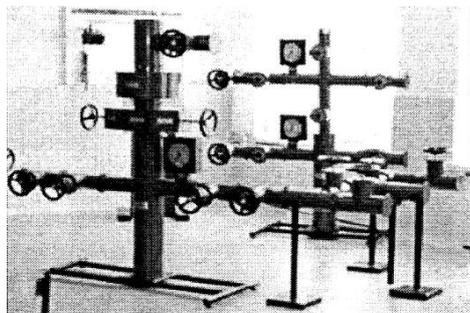


Рис. 3 Пост устьевого оборудования (передний план) и пост фонтанной арматуры (задний план)

С поста устьевого оборудования осуществляется управление следующими задвижками:

- задвижкой дол и ва раствора (откр/закр),
- задвижкой линии дросселирования гидроуправляемой (откр/закр),
- задвижкой линии дросселирования ручной (откр/закр),
- задвижкой линии глушения гидроуправляемой (откр/закр),
- задвижкой линии глушения ручной (откр/закр),
- ручным управлением илащечного превентора (два штурвала).

На посту устьевого оборудования установлен стрелочный индикатор, показывающий давление на устье скважины в диапазоне 0-250 кг/см<sup>2</sup>.

### **ПУЛЬТ ПРЕВЕНТОРОВ**

С пульта превенторов осуществляется управление: - универсальным превентором (откр/закр);

- плащечным превентором (откр/закр);
- задвижкой линии дросселирования гидроуправляемой (откр/закр);

- задвижкой линии глушения гидроуправляемой (откр/закр);
- регулятором давления закрытия превентора (давлением в гидросистеме универсального превентора).

На пульте превенторов установлены: стрелочный индикатор, показывающий давление в гидроаккумуляторе в диапазоне 0-250 кг/см<sup>2</sup>, и стрелочный индикатор, показывающий давление в гидросистеме в диапазоне 0-250 кг/см<sup>2</sup>.

### ПУЛЬТ УПРАВЛЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВОМ ПЛАСТА

Внешний вид пульта управления гидроразрывом с постом устьевого арматуры для гидроразрыва пласта представлен на рис. 4

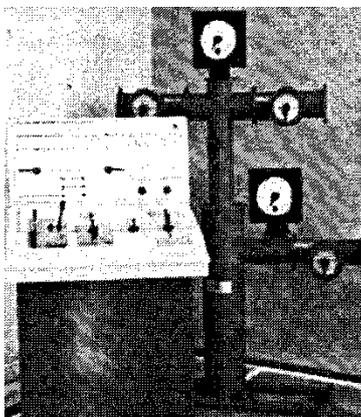


Рис. 4 Пульт управления гидроразрывом пласта (передний план) и пост устьевого арматуры для гидроразрыва пласта (задний план)

С горизонтальной панели пульта управления гидроразрывом осуществляется управление следующим оборудованием:

- 1) насосной установкой, которая включает в себя следующие органы управления:
  - рукоятку включения привода насосной установки (вкл/выкл);
  - переключатель скорости (передачи) (0,1, II, III, IV);
  - регулятор оборотов вала двигателя с индикацией числового значения;
- 2) смесительной машиной, которая имеет следующие органы управления:
  - рукоятку включения привода смесительной машины (вкл/выкл);
  - вариатор плотности раствора в смесительной машине (0,8-2,5 г/см<sup>3</sup>);

- 3) насосным агрегатом, который управляется с помощью:
- рукоятки включения привода насосного агрегата (вкл/выкл);
  - трехходового крана (емк. 1, емк. 2, емк. 1-2, закр);
- 4) задатчиком числа насосных установок в обвязке (1-9).

На вертикальной панели пульта управления гидроразрывом находятся:

- зона мнемосхемы;
- зона цифровых индикаторов.

Из зоны мнемосхемы осуществляется управление:

- пробковым краном 1 (откр/закр);
- пробковым краном 2 (откр/закр);
- шариком I (брошен/не брошен);
- шариком 2 (брошен/не брошен);

В зону мнемосхемы выводятся состояние задвижек поста устьевого арматуры цветом светодиодов (красный - закрыта, зеленый - открыта), состояние сигнала ошибки (при возникновении аварийной ситуации или ошибки, допущенной студентом в результате неправильных действий, загорается красная лампочка) и состояние блока манифольда в зависимости от количества работающих насосных агрегатов (работающему насосному агрегату соответствует горящая лампочка светодиода в схеме обвязки), а также цифровые значения давлений в трубах и на устье скважины.

В зону цифровых индикаторов выводятся цифровые значения следующих параметров:

- давления, кг/см<sup>2</sup>;
- плотности раствора, t/cm<sup>3</sup>;
- расхода раствора, л/с;
- объема закачанного раствора, м.

### **ПОСТ УСТЬЕВОЙ АРМАТУРЫ**

С поста устьевого арматуры осуществляется управление:

- пробковым краном 3 на входе в трубы (откр/закр);
- пробковым краном 4 на входе в трубы (откр/закр);
- пробковым краном 5 на входе в КП скважины (откр/закр);
- пробковым краном 6 на входе в КП скважины (откр/закр).

На посту устьевого арматуры установлены два стрелочных индикатора давления в трубах и на устье скважины в диапазоне 0-250 кг/см<sup>2</sup>

### **ПОСТ ФОНТАННОЙ АРМАТУРЫ**

Внешний вид этого поста изображен на рис. 1

С поста фонтанной арматуры осуществляется управление:

- лубрикаторным пробковым краном (откр/закр);
- пробковыми кранами на входе в трубы (откр/закр);
- центральным пробковым краном (откр/закр);
- пробковыми кранами на входе в кольцевое пространство скважины (откр/закр);
- пробковым краном на входе в кольцевое пространство скважины (откр/закр);
- плавно регулируемым дросселем на выходе из кольцевого пространства скважины, диапазон регулирования 0-100 мм;
- плавно регулируемым дросселем на выходе из труб НКТ скважины, диапазон регулирования 0-100 мм.

На посту устьевого арматуры установлены два стрелочных индикатора давления в трубах и на устье скважины в диапазоне 0-250 кг/см<sup>2</sup>.

### **ПУЛЬТ УПРАВЛЕНИЯ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИЕЙ**

С пульта управления компрессорной станцией осуществляется управление:

- кнопкой пуска компрессора;
- регулятором давления в диапазоне 0-тах;

- регулятором оборотов вала двигателя с индикацией цифрового значения.

Выводятся цифровые значения следующих параметров:

- расхода воздуха на входе,  $\text{дм}^3/\text{с}$ ;
- давления,  $\text{кг}/\text{см}^2$ ;
- содержания кислорода, %.

Красная лампочка «Содержание кислорода» загорается при превышении содержания кислорода больше чем на 10%.

### **ПОСТ ПОКАЗЫВАЮЩИХ ПРИБОРОВ**

На пост показывающих приборов выводятся на стрелочные индикаторы следующие параметры:

- вес на крюке в диапазоне 0-250 т;
- вес на крюке (верньер) в диапазоне 0-10 т;
- нагрузка на долото в диапазоне  $0^{\wedge}40$  т;
- давление на входе в диапазоне 0-250  $\text{кг}/\text{см}^2$ ;
- расход на входе в диапазоне 0-100 л/с;
- изменение расхода на выходе в диапазоне 0-100%.

На цифровой индикатор выводится текущее время: часы, мин, с. В случае возникновения аварийной ситуации загорается красная лампочка «Ошибка».

### **ВКЛЮЧЕНИЕ / ВЫКЛЮЧЕНИЕ ТРЕНАЖЕРА-ИМИТАТОРА КРС**

Для включения тренажера-имитатора капитального ремонта скважин АМТ-401 необходимо выполнить следующие операции:

- включить источник бесперебойного питания;
- включить комплекс преподавателя (персональный компьютер);
- включить тумблер питания, находящийся на пульте бурильщика.

## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 2

### Глушение нефтяной скважины

**Цель работы:** Научиться глушить скважину для производства в ней ремонтных работ в условиях репрессии на пласт.

Перед проведением в скважине ремонтных работ скважину необходимо заглушить, т.е. заменить имеющуюся в скважине жидкость на промывочный раствор заданной плотности. Для этого в скважину закачивается раствор глушения с плотностью, обеспечивающей предотвращение поступления флюида из продуктивного пласта в кольцевое пространство. Закачку раствора глушения можно осуществлять прямой или обратной промывкой.

**Задача:** «Имитация глушения нефтяной скважины» тренажера-имитатора капитального ремонта скважин АМТ-401(411).

**Исходные данные:** см. Приложение 4

Необходимо определить плотность раствора глушения, объем раствора глушения.

**Расчет параметров глушения скважины:**

Плотность раствора глушения можно определить по формуле

$$\rho_{\text{гл}} = 1,1P_{\text{пл}}/gH_{\text{п.пп}}$$

где  $P_{\text{пл}}$  - пластовое давление, Па;

$H_{\text{п.пп}}$  - глубина подошвы продуктивного пласта, м;

$g = 9,81 \text{ м/с}^2$  - ускорение свободного падения.

Требуемый объем жидкости глушения для проведения ремонтных работ можно определить как разность между внутренним объемом скважины и объемом НКТ по телу трубы.

Объем раствора глушения можно определить по формуле:

$$V_{\text{жг}} = 1,1(V_{\text{эк}} - V_{\text{нкт}})$$

где  $V_{\text{эк}}$  - объем эксплуатационной колонны,  $\text{м}^3$ ;

$V_{\text{нкт}}$  - объем жидкости, вытесняемый металлом НКТ,  $\text{м}^3$

$$V_{\text{НКТ}} = \frac{(\pi(d^2 - d_1^2))H_{\text{сп}}}{4}$$

$d$  и  $d_1$  – соответственно внешний и внутренний диаметры НКТ, м;

$H_{\text{сп}}$  – глубина спуска насоса, м

### **Порядок выполнения работы:**

Задача «Имитация глушения скважины при КРС» моделирует процесс замены старого раствора в скважине на раствор глушения с целью осуществления дальнейшего ремонта скважины.

В процессе работы имитационной задачи контролируются не требуемый объем раствора глушения и корректные диапазоны по плотности и расходу при закачке, а только правильная последовательность действий и общие аварийные ситуации, такие как поглощение, проявление и т.д.

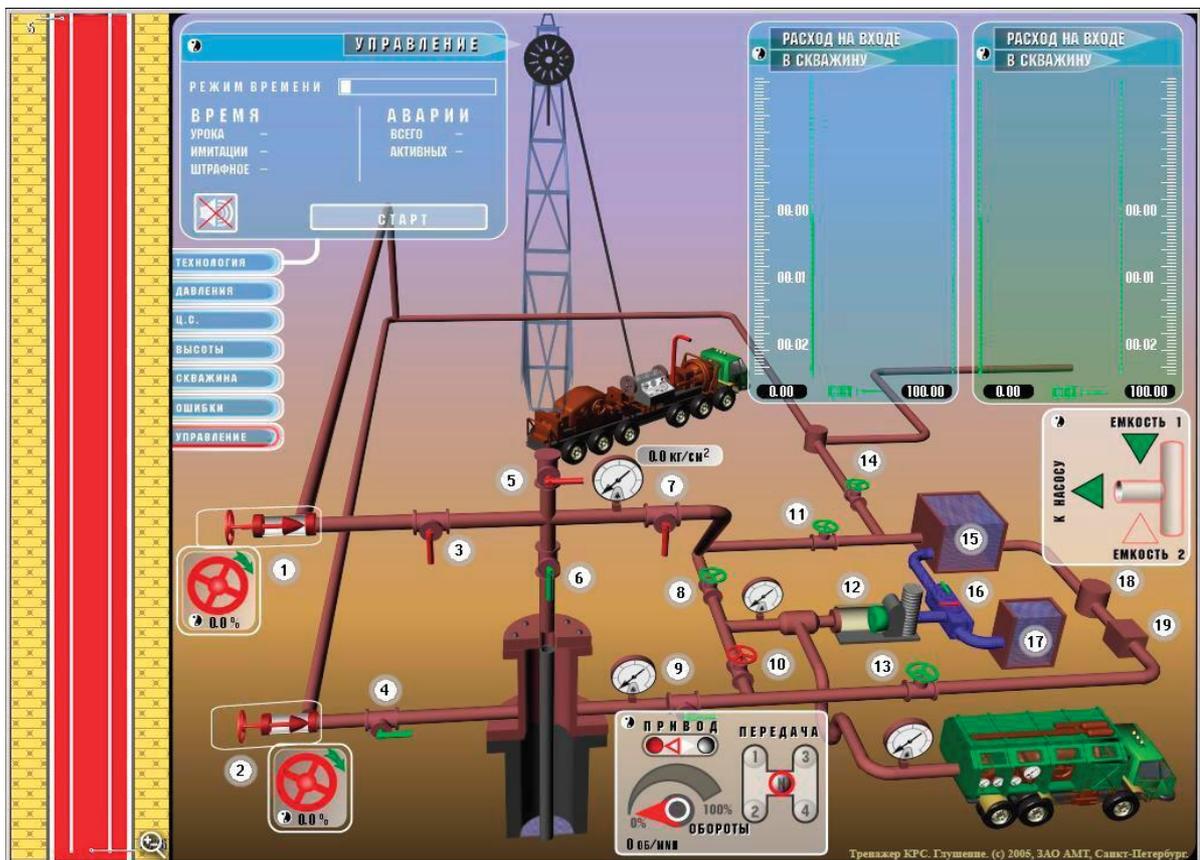
Модель имеет следующие ограничения и допущения:

- поэтапная схема работы задачи (**строгая последовательность действий**);
- глушение осуществляется либо прямой, либо обратной промывкой;
- используется только одноразмерная колонна нагнетательных труб (НКТ);
- НКТ спущена до продуктивного пласта;
- глушение осуществляется за один этап;
- продуктивный и слабый по гидроразрыву пласт находятся на забое скважины.

Для управления имитационной задачей используются:

- пульт управления ЦС;
- пост манифольда;
- пост фонтанной арматуры.

На рисунке экрана модели изображены следующие органы управления:



1. дроссель 2;
2. дроссель 1;
3. пробковый кран 7;
4. пробковый кран 9;
5. лубрикаторный пробковый кран;
6. центральный пробковый кран;
7. пробковый кран 8;
8. задвижка прямой промывки;
9. пробковый кран 10;
10. задвижка обратной промывки;
11. задвижка линии обратной промывки;
12. насосный агрегат;
13. задвижка линии прямой промывки;
14. задвижка сепаратора;
15. емкость 1;
16. трехходовой кран;
17. емкость 2;
18. дегазатор;
19. блок очистки.

## 1. Установка начальных (стартовых) значений.

**При прямой промывке:**

А. На посту манифольда:

- закрыть задвижку линии обратной промывки;

- открыть задвижку прямой промывки;
- открыть задвижку линии прямой промывки.

Б. На посту фонтанной арматуры:

- закрыть пробковый кран 7,
- закрыть пробковый кран 8,
- закрыть пробковый кран 9,
- закрыть пробковый кран 10,
- закрыть пробковый кран лубрикатора,
- открыть центральный пробковый кран.

В. На пульте управления циркуляционной системой:

- выключить привод насоса;
- трехходовой кран в положении «емкость 0»;
- закрыть выходную задвижку сепаратора;
- плотность раствора в скважине 0,8-0,9 г/см<sup>3</sup>.

При неверной установке начальных условий старт задачи не производится и регистрируется ошибка начальных условий.

**При обратной промывке:**

А. На посту манифольда:

- открыть задвижку линии обратной промывки;
- закрыть задвижку линии прямой промывки;
- закрыть задвижку прямой промывки;
- открыть задвижку обратной промывки.

Б. На посту фонтанной арматуры:

- закрыть пробковый кран 7;
- закрыть пробковый кран 8;
- закрыть пробковый кран 9;
- закрыть пробковый кран 10;
- закрыть пробковый кран лубрикатора;
- открыть центральный пробковый кран.

В. На пульте управления циркуляционной системой:

- выключить привод насоса;
- трехходовой кран перевести в положение «емкость 0»;
- закрыть выходную задвижку сепаратора;
- плотность раствора в скважине 0,8-0,9 г/см<sup>3</sup>.

Произвести “Старт” задачи.

При неверной установке начальных условий старт задачи не производится и регистрируется ошибка начальных условий.

**2.Закачать в скважину раствор глушения в одну стадию методом прямой или обратной циркуляции.**

2.1.Задать на пульте управления циркуляционной системой плотность раствора глушения для выбранной емкости, ожидая пока закончится переходный процесс.

**При прямой промывке:**

- на посту фонтанной арматуры открыть пробковый кран 8;
- на пульте управления циркуляционной системой включить привод насосного агрегата и задать скорость, отличную от нейтральной;
- на посту фонтанной арматуры открыть пробковый кран 9 и регулируемый штуцер 1.

**При обратной промывке:**

- открыть пробковый кран 10;
- на пульте управления циркуляционной системой включить привод насосного агрегата и задать скорость, отличную от нейтральной;
- на посту фонтанной арматуры открыть пробковый кран 7 и регулируемый штуцер 2.

2.2. Регулируя диаметр открытия штуцера и число оборотов вала двигателя, установить необходимое значение забойного давления и закачать в скважину расчетный объем раствора глушения.

2.3. После закачки необходимого объема раствора глушения выключить привод насосного агрегата, закрыть пробковые краны 7, 8, 9, 10.

На этом процесс глушения заканчивается.

**Форма отчетности:** По результатам выполнения работы подготовить отчет с описанием реализованной технологии глушения скважины, привести результаты расчетов параметров, произведенных и использованных при выполнении работы.

### **Контроль и распознавание аварийных ситуаций.**

При управлении ИМИТАТОРОМ КРС в процессе имитации глушения, скважины возможны ошибочные действия, которые при управлении установкой КРС могли бы привести к поломкам оборудования или авариям в скважине.

Реакция ИМИТАТОРА КРС на такие ошибки состоит в следующем:

- выдается сигнал об ошибке - загорается красная лампочка на пульте бурильщика, пульте ЦС, пульте гидроразрыва пласта 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 бланках 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 установки КРС) последствиям:

В процессе закачки раствора глушения рекомендуется поддерживать забойное давление в следующем диапазоне:

$$P_{пл} < P_{заб} < P_{плг} \quad (1)$$

где:  $P_{пл}$  - пластовое давление, кг/см<sup>2</sup>;

$P_{заб}$  - забойное давление, кг/см<sup>2</sup>;

$P_{плг}$  - давление начала поглощения, кг/см<sup>2</sup>.

Нарушение диапазона ведет к появлению аварийных ситуаций.

### **Поглощение.**

Если выполняется неравенство:

$$P_{\text{заб}} > P_{\text{пл}}, (2)$$

то имеет место аварийная ситуация “ПОГЛОЩЕНИЕ”. При этом стрелками на мультипликации призабойной зоны скважины показывается поступление раствора в пласт. Для ликвидации аварийной ситуации нужно, управляя расходом снизить забойное давление.

### **Проявление.**

Если выполняется неравенство:

$$P_{\text{заб}} < P_{\text{пл}}, (3)$$

то имеет место аварийная ситуация “ПРОЯВЛЕНИЕ”. При этом стрелками на мультипликации призабойной зоны скважины показывается поступление флюида из пласта в скважину. Для ликвидации аварийной ситуации нужно, управляя расходом повысить забойное давление.

### **Перегрузка насосного агрегата.**

Если в процессе работы насосного агрегата возникнет ситуация при которой давление на входе (на насосе) на данной скорости превысит максимально допустимое давление для этой скорости (берется из сценария), то происходит перегрузка насосного агрегата. При этом давление на насосе приравнивается максимально допустимому на данной скорости, а расход на входе обнуляется.

$$\text{Если: } (P_n \geq P_1 \text{ max}); (P_n \geq P_2 \text{ max}); (P_n \geq P_3 \text{ max}); (P_n \geq P_4 \text{ max}) (4)$$

то имеет место аварийная ситуация “ПЕРЕГРУЗКА НАСОСНОГО АГРЕГАТА”.

Для имитации ремонта насосного агрегата необходимо выключить его привод, а потом опять включить.

давление на входе (на насосе) на данной скорости превысит максимально допустимое давление для этой скорости (берется из сценария), то происходит

### **Нарушение прямой циркуляции.**

Если при прямой циркуляции открыть одну из задвижек обратной циркуляции на посту манифольда, то будет иметь место авария “НАРУШЕНИЕ ПРЯМОЙ ЦИРКУЛЯЦИИ”. Для её ликвидации нужно закрыть задвижку обратной циркуляции.

### **Нарушение обратной циркуляции.**

Если при обратной циркуляции открыть одну из задвижек прямой циркуляции на посту манифольда, то будет иметь место авария “НАРУШЕНИЕ ОБРАТНОЙ ЦИРКУЛЯЦИИ”. Для её ликвидации нужно закрыть задвижку прямой циркуляции.

Закрыт трехходовой кран. Циркуляция отсутствует.

Если при одном из видов циркуляции закрыть задвижку трёхходового крана (положение “0”), то будет иметь место авария “ЗАКРЫТ ТРЕХХОДОВОЙ КРАН” и “ЦИРКУЛЯЦИЯ ОТСУТСТВУЕТ”. Для ликвидации аварии нужно переключить трёхходовой кран в положение ОТКРЫТО (ёмкость 1, ёмкость 2 или ёмкость 1,2)

### **Фатальные аварийные ситуации.**

Если в процессе имитации задача перестала реагировать на внешние управляющие воздействия, то произошла фатальная аварийная ситуация и дальнейшая работа не имеет смысла. Рекомендуется выйти из задачи.

Распознаются следующие фатальные аварийные ситуации:

- гидроразрыв пласта;
- разрыв эксплуатационной обсадной колонны.

Если выполняется неравенство:

$$P_e \geq P_{\text{гр.доп}} \text{ или } P_{\text{заб}} \geq P_{\text{з.гр}}, \quad (5)$$

где:  $P_e$  - давление на выходе, кг/см<sup>2</sup>;

$P_{\text{гр.доп}}$  - допустимое давление на устье по гидроразрыву пласта, кг/см<sup>2</sup>;

$P_{з.гр}$  - допустимое давление на забое по гидроразрыву пласта,  $кг/см^2$ , то имеет место фатальная аварийная ситуация “Гидроразрыв пласта”.

Если выполняется неравенство:

$$P_{с} \geq P_{эк.доп} \text{ или } P_{н} \geq P_{эк.доп}, (6)$$

где:  $P_{эк.доп}$  - допустимое рабочее давление для эксплуатационной ОК,  $кг/см^2$ , то имеет место фатальная аварийная ситуация “Разрыв эксплуатационной обсадной колонны”.

## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 3

### Цементирование обсадной колонны под давлением

**Цель работы:** Освоить технологию ремонтного цементирования обсадной колонны под давлением.

Основной метод ликвидации негерметичности обсадных колонн (ОК) и заколонного пространства при КРС - цементирование под давлением через отверстия фильтра скважины или через дефект в колонне с целью продавить в пласт или за колонну расчетный объем раствора, необходимый для надежной изоляции нефтяного горизонта от проникновения чуждых вод. При этом чем медленнее продавливают раствор в пласт, чем выше давление, тем надежнее перекрываются пути движения чуждых вод, тем эффективнее сама изоляция нефтяного пласта (горизонта). При этом, однако, давление не должно превышать допустимого внутреннего для данной эксплуатационной колонны (ЭК) с учетом ее состояния, диаметра и марки стали труб. В противном случае могут произойти слом или смятие колонны. Способы тампонирувания под давлением необходимо планировать в зависимости от положения динамического уровня жидкости в колонне при проверке скважины на заполнение и расчетной продолжительности операции, которая должна составлять не более 75% от срока загустевания тампонажного материала. На практике применяют следующие разновидности тампонирувания под давлением. Тампонирувание под давлением через трубы с последующим

разбуриванием стакана. В скважину спускают НКТ и устанавливают на 5 - 10 м выше верхних отверстий фильтра или дефекта в колонне и через них под давлением продавливают тампонажный раствор. Оставшиеся излишки раствора вымывают способом обратной или прямой промывки. Стакан, образующийся в скважине ниже конца НКТ, после твердения разбуривают. Тампонирующее под давлением через трубы с вымыванием излишков цементного раствора применяют в случаях, если необходимо избежать разбуривание цемента в колонне. При этом конец НКТ должен быть установлен у верхних отверстий фильтра. После продавки раствора в пласт колонну НКТ наращивают и вымывают тампонажный раствор из скважины. Эту операцию можно выполнять и без наращивания труб, для чего конец их следует устанавливать ниже нижних отверстий фильтра. В таком случае процесс вымывания будет протекать с противодействием на пласт, а сама промывка должна закончиться до начала схватывания цемента. Этот способ рекомендуется применять при использовании нефцецементных растворов. Комбинированные способы применяют при необходимости оставления скважины под давлением до конца схватывания раствора. Сущность его заключается в следующем. Нижний конец НКТ устанавливают у нижних отверстий фильтра. После прокачки и вытеснения тампонажного раствора из труб, последние поднимают с таким расчетом, чтобы конец их оказался выше уровня раствора; затем устье герметизируют, тампонажный раствор продавливают в пласт закачкой жидкости в трубы и в затрубное пространство. Затем скважину герметически закрывают и оставляют под давлением до конца схватывания раствора.

Определение глубины установки конца заливочных труб при цементировании скважины под давлением через отверстия фильтра или дефекта в колонне. Глубину установки конца заливочных труб  $H_3$  определяют по формуле

$$H_3 = H_2 - l_1 \rho_{пр} / \rho_{жс}$$

где  $H_2$  - расстояние от устья скважины до верхних отверстий фильтра, м;

$l_1$  - интервал отверстий фильтра, м;

$$l_1 = H_1 - H_2;$$

$\rho_{np}$  - плотность цементного раствора, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{жс}$  - плотность жидкости в скважине, кг/м .

На практике обычно конец заливочных труб устанавливают на 10-20 м выше верхних отверстий фильтра или дефекта в колонне.

**Задача:** Задача «Имитация тампонирувания при КРС» тренажера-имитатора капитального ремонта скважин АМТ-401 (411).

**Исходные данные:** см. Приложение 1

Необходимо определить следующие показатели: температуру на забое скважины; допустимое время цементирования; объем колонны заливочных труб; время, необходимое для полного заполнения колонны заливочных труб; время вымыва излишков тампонажного раствора при обратной промывке; время на затворение и продавку тампонажного раствора в пласт; объем раствора, который необходимо закачать в пласт; количество сухого цемента; количество тампонажного материала; количество жидкости, необходимой для затворения тампонажного материала; плотность в скважине.

**Расчет цементирования скважины под давлением:**

Определим температуру на забое скважины по формуле:

$$t_{заб} = t_{cp} + \Delta T H_{скв} \quad (2)$$

где  $t_{cp}$  - среднегодовая температура воздуха, °С;

$\Delta T$  - температурный градиент, (0,01 — 0,025) °С/м; (max)

$H_{скв}$  - глубина скважины, м.

Выбираем тип цемента и определяем время начала схватывания с момента затворения -  $T_{зат}$ . (цемент для “горячих” скважин (ГЦ).)

Допустимое время цементирования рассчитывается по формуле:

$$T_{доп} = 0,75 T_{зат} \quad (3)$$

Затем определяем объем комбинированной колонны заливочных труб:

$$V = \Delta \frac{\pi}{4} (d^2 h) \quad (4)$$

где  $d$  - внутренний диаметр НКТ, м;

$h$  - длина колонны заливочных труб, м;

$\Delta$  - коэффициент сжимаемости продавочной жидкости, равный 1,01-1,10 (принимается 1,02).

Затем определяем время, необходимое для полного заполнения колонны заливочных труб при работе одним агрегатом ЦА-320М на 4 скорости при диаметре втулок насоса 100 мм:

$$T_3 = \frac{1000 \cdot V}{60 \cdot q_{IV}}, \text{ мин} \quad (5)$$

$q_{IV}$  - подача ЦА на 4й скорости (13,5 л/с);

Время вымыва излишков тампонажного раствора при обратной промывке при работе одним агрегатом ЦА-320М на 3 скорости составит:

$$T_B = \frac{1000 \cdot V}{60 \cdot q_{III}}, \text{ мин} \quad (6)$$

$q_{III}$  - подача ЦА на 3й скорости (9 л/с);

Время на затворение и продавку тампонажного раствора в пласт:

$$T = T_{\text{доп}} - (T_3 + T_B + T_o) \text{ мин} \quad (7)$$

где  $T_o$  - время на подготовительные и заключительные работы при затворении цемента (5 - 10 мин).

Определим объем раствора, который необходимо закачать в пласт за расчетное время  $T$  мин:

$$V_{\text{тр}} = Q_{\text{пр}} T \quad (8)$$

где  $Q_{\text{пр}}$  - приемистость пласта, м<sup>3</sup>/мин.

Определим плотность тампонажного раствора по формуле:

$$\rho_{\text{тр}} = \frac{(1+m)\rho_{\text{ц}}\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{ж}}+m\rho_{\text{ц}}} \quad (9)$$

где  $m$  - жидкостно-цементное отношение ( $m = 0,4- 0,5$ );

$\rho_{\text{ц}}$  и  $\rho_{\text{ж}}$  - плотность, соответственно, тампонажного цемента и жидкости

затворения, т/м<sup>3</sup>.

Количество сухого цемента, необходимое для приготовления  $W_{\text{тр}}$ , м<sup>3</sup> раствора, определяем по формуле:

$$G = \frac{1}{1+m} \rho_{\text{тр}} V_{\text{тр}} \quad (10)$$

Подставив численные значения, получаем:

Количество тампонажного материала, которое необходимо заготовить с учетом потерь при его затворении, составит:

$$G_1 = K_1 G \quad (11)$$

где  $K_1$  – коэффициент, учитывающий потери при затворении тампонажного материала (при использовании цементосмесительных машин  $K_1=1,01$ , при затворении в ручную  $K_1=1,05 - 1,15$ ). Принимаем  $K_1 = 1,01$

Количество жидкости, необходимой для затворения тампонажного материала, определяем по формуле:

$$V_{\text{ж}} = \frac{K_2 G_1 m}{\rho_{\text{ж}}} \quad (12)$$

где  $K_2$  – коэффициент, учитывающий потери жидкости при затворении, который на практике принимают  $K_2 = 1,05 - 1,10$ .

Определим плотность раствора в скважине по формуле:

$$P = \rho g h \quad (13)$$

$P$  – пластовое давление, Па;

$\rho$  – плотность, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения, Н/м;

$h$  – высота столба жидкости, м.

### **Порядок выполнения работы:**

Задача «Имитация цементирования при КРС» моделирует процесс ликвидации негерметичности обсадных колонн и заколонного пространства методом тампонирувания под давлением через отверстия фильтра скважины с

целью продавить в пласт расчетный объем раствора, необходимый для надежной изоляции нефтяного горизонта от проникновения чуждых вод.

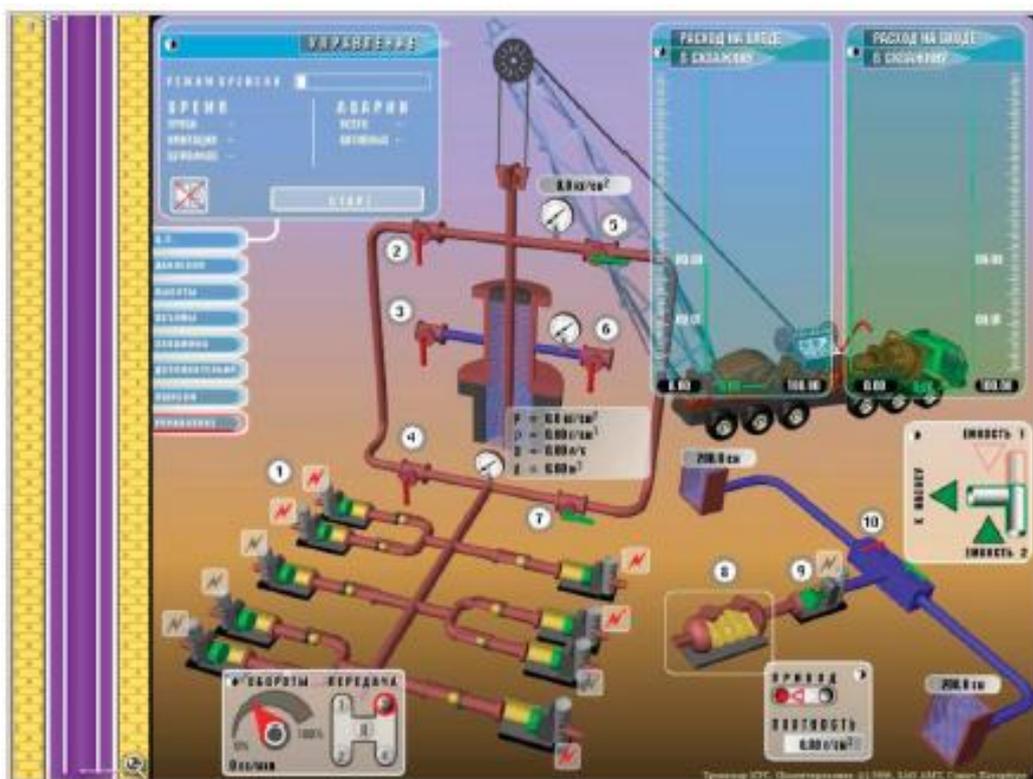
В процессе работы имитационной задачи не контролируются требуемые объемы тампонажного и продавочного растворов и корректные диапазоны по плотности и расходу при закачке тампонажного и продавочного растворов, а только правильная последовательность действий и общие аварийные ситуации, такие как поглощение, проявление и т.д.

Модель имеет следующие ограничения и допущения:

- поэтапная схема работы задачи (**строгая последовательность действий**);
- используется только одноразмерная колонна нагнетательных труб (НКТ);
- тампонирующее осуществляется через отверстия фильтра;
- продуктивный и слабый по гидроразрыву пласт находятся на забое скважины.

Для управления имитационной задачей используются:

- пульт управления гидроразрывом (ПГУ)
- пост устьевого арматуры (ПУА).



На рисунке экрана модели изображены следующие органы управления:

1. - насосные агрегаты;
2. - пробковый кран 3;
3. - пробковый кран 5;
4. - пробковый кран 1;
5. - пробковый кран 4;
6. - пробковый кран 6;
7. - пробковый кран 2;
8. - смесительная машина;
9. - водоподающий насос;
10. - переключатель емкостей

Последовательность действий обучаемого состоит в следующем:

### **1. Установка начальных (стартовых) значений.**

На посту устьевого арматуры:

- закрыть пробковый кран 3 (верхний левый);
- закрыть пробковый кран 4 (верхний правый);
- закрыть пробковый кран 5 (нижний левый);
- закрыть пробковый кран 6 (нижний правый).

На пульте гидроразрыва пласта:

- открыть пробковый кран 1 или пробковый кран 2;
- выключить привод насосной установки;
- выключить привод цементно-смесительной машины (ЦСМ);
- выключить привод вспомогательного насоса;
- трехходовой кран в положение - емкость 0 (закр);
- количество насосных агрегатов -1;
- плотность раствора в смесительной машине - от 1.0 до 1.5 г/см<sup>3</sup>.

Плотность, заданная до “Старта” задачи, определяет плотность раствора в скважине.

Произвести “Старт” задачи.

При неверной установке начальных условий старт задачи не производится и регистрируется ошибка начальных установок.

**2. I этап. Закачка необходимого объема тампонажного раствора в скважину методом прямой промывки.**

2.1. Поставить трехходовой кран в положение емкость 1 или 2. Задать на ПГП расчетную плотность тампонажного раствора, включить привод насоса, привод ЦСМ. Подождать пока закончится процесс приготовления тампонажного раствора. Плотность раствора на входе должна стать равной плотности цемента в смесительной машине.

2.2. На ПУА открыть пробковый кран 3 или 4. Открыть пробковый кран 5 или 6. Включить привод насосного агрегата и задать скорость, отличную от нейтральной. Задать обороты вала двигателя.

2.3. Изменяя скорость и число оборотов вала двигателя, установить необходимое значение забойного давления и закачать в НКТ расчетный объем тампонажного раствора.

2.4. После закачки необходимого объема тампонажного раствора, выключить привод насосного агрегата, вспомогательного насоса и ЦСМ, закрыть пробковые краны 3, 4, 5 и 6 на ПУА.

На этом первый этап заканчивается.

### **3. II этап. Продавка тампонажного раствора в заколонное пространство методом прямой промывки.**

3.1. Установить на ПГП плотность продавочной жидкости, включить вспомогательный насос и подождать пока закончится процесс приготовления продавочной жидкости. Плотность на входе должна стать равной плотности продавки в смесительной машине.

3.2. На ПУА открыть пробковый кран 3 или 4. Открыть пробковый кран 5 или 6. Включить привод насосного агрегата и задать скорость, отличную от нейтральной. Задать обороты вала двигателя.

3.3. Изменяя скорость и число оборотов вала двигателя, установить необходимое значение забойного давления и продавить в заколонное пространство тампонажный раствор так, чтобы его нижняя граница дошла до забоя, а верхняя граница в КП была примерно на 20 - 30 м выше верхних отверстий перфорации.

3.4. Выключить привод насосного агрегата и вспомогательный насос,

закрывать пробковые краны 3, 4, 5 и 6 на ПУА.

На этом второй этап заканчивается.

#### **4. III этап. Продавка тампонажного раствора в пласт через отверстия перфорации методом прямой промывки.**

4.1. На ПУА открыть пробковый кран 3 или 4 (верхние краны).

4.2. Включить привод насосного агрегата и вспомогательный насос. Задать 1-ю скорость и обороты вала двигателя.

4.3. Изменяя число оборотов вала двигателя для регуляции забойного давления, продавить необходимый объем тампонажного раствора в пласт так, чтобы часть цемента осталась в НКТ.

4.4. Выключить привод насосного агрегата и вспомогательный насос, закрыть пробковые краны 3 и 4 на ПУА и закрыть пробковые краны 1 и 2 для изменения способа промывки на ППП .

На этом третий этап заканчивается.

#### **5. IV этап. Вымывание излишков тампонажного раствора из КП и НКТ методом обратной промывки.**

5.1. Открыть пробковые краны 1 и 2. При этом на мультипликации перекидываются шланги с прямой промывки на обратную. На ПУА открыть пробковый кран 5 или 6. Открыть пробковый кран 3 или 4. Включить вспомогательный насос, привод насосного агрегата, задать скорость, отличную от нейтральной, и обороты вала двигателя.

5.2. Изменяя скорость и число оборотов вала двигателя для регуляции забойного давления, вымыть излишки тампонажного раствора из скважины и НКТ. Вымывание цемента можно контролировать по изменению плотности на выходе.

5.3. Выключить привод насосного агрегата и вспомогательный насос, на ПУА закрыть пробковый кран 3, 4, 5 и 6.

5.4. На ПУА открыть пробковый кран 5 или 6. Включить привод насосного агрегата. Создать в скважине давление равное 70% от конечного давления продавки.

5.5. Выключить привод насосного агрегата, закрыть пробковые краны 5 и 6 на ПУА. На этом процесс тампонирования заканчивается.

**Форма отчетности.** По результатам выполнения работы подготовить отчет, с результатами расчетов и описанием хода выполнения на тренажере АМТ-401 (411) безаварийного ремонтного цементирование обсадной колонны.

### **Контроль и распознавание аварийных ситуаций.**

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

Реакция ИМИТАТОРА КРС на такие ошибки состоит в следующем:

- выдается сигнал об ошибке - загорается красная лампочка на пульте бурильщика, пульте ЦС, пульте гидроразрыва пласта 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 бланках 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 установки КРС) последствиям:

В процессе истечения песчаножидкостной смеси через насадки, после того, как произошла перфорация, закачки жидкости разрыва, кислотного, тампонажного и продавочного растворов рекомендуется поддерживать забойное давление в следующем диапазоне:

$$P_{пл} < P_{заб} < P_{плл} \quad (1)$$

где:  $P_{пл}$  - пластовое давление, кг/см<sup>2</sup>;

$P_{\text{заб}}$  - забойное давление, кг/см<sup>2</sup>;

$P_{\text{плг}}$  - давление начала поглощения, кг/см<sup>2</sup>.

Нарушение диапазона ведет к появлению аварийных ситуаций.

### **Поглощение.**

Если выполняется неравенство:

$$P_{\text{заб}} > P_{\text{плг}}, (2)$$

то имеет место аварийная ситуация “ПОГЛОЩЕНИЕ”. При этом стрелками на мультипликации призабойной зоны скважины показывается поступление раствора в пласт. Для ликвидации аварийной ситуации нужно, управляя расходом снизить забойное давление.

### **Проявление.**

Если выполняется неравенство:

$$P_{\text{заб}} < P_{\text{пл}}, (3)$$

то имеет место аварийная ситуация “ПРОЯВЛЕНИЕ”. При этом стрелками на мультипликации призабойной зоны скважины показывается поступление флюида из пласта в скважину. Для ликвидации аварийной ситуации нужно, управляя расходом повысить забойное давление.

### **Перегрузка насосного агрегата.**

Если в процессе работы насосного агрегата возникнет ситуация при которой давление на входе (на насосе) на данной скорости превысит максимально допустимое давление для этой скорости (берется из сценария), то происходит перегрузка насосного агрегата. При этом давление на насосе приравнивается максимально допустимому на данной скорости, а расход на входе обнуляется.

$$\text{Если: } (P_{\text{н}} \geq P_1 \text{ max}); (P_{\text{н}} \geq P_2 \text{ max}); (P_{\text{н}} \geq P_3 \text{ max}); (P_{\text{н}} \geq P_4 \text{ max}) (4)$$

то имеет место аварийная ситуация “ПЕРЕГРУЗКА НАСОСНОГО АГРЕГАТА”.

Для имитации ремонта насосного агрегата необходимо выключить его привод, а потом опять включить.

### **Блокирован насосный агрегат.**

Если в процессе работы насосного агрегата перевести трёхходовой кран в положение “ёмкость 0” (закрыто), то возникает аварийная ситуация “БЛОКИРОВАН НАСОСНЫЙ АГРЕГАТ”. Для её ликвидации трёхходовой кран открыть.

### **Фатальные аварийные ситуации.**

Если в процессе имитации задача перестала реагировать на внешние управляющие воздействия, то произошла фатальная аварийная ситуация и дальнейшая работа не имеет смысла. Рекомендуется выйти из задачи.

Распознаются следующие фатальные аварийные ситуации:

- гидроразрыв пласта;
- разрыв эксплуатационной обсадной колонны.

Если выполняется неравенство:

$$P_e \geq P_{гр.доп} \text{ или } P_{заб} \geq P_{з.гр}, (5)$$

где:  $P_e$  - давление на выходе, кг/см<sup>2</sup>;

$P_{гр.доп}$  - допустимое давление на устье по гидроразрыву пласта, кг/см<sup>2</sup>;

$P_{з.гр}$  - допустимое давление на забое по гидроразрыву пласта, кг/см<sup>2</sup>, то имеет место фатальная аварийная ситуация “Гидроразрыв пласта”.

Если выполняется неравенство:

$$P_e \geq P_{эк.доп} \text{ или } P_n \geq P_{эк.доп}, (6)$$

где:  $P_{эк.доп}$  - допустимое рабочее давление для эксплуатационной ОК, кг/см<sup>2</sup>, то имеет место фатальная аварийная ситуация “Разрыв эксплуатационной обсадной колонны”.

## **ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 4**

### **Разбуривание цементной пробки**

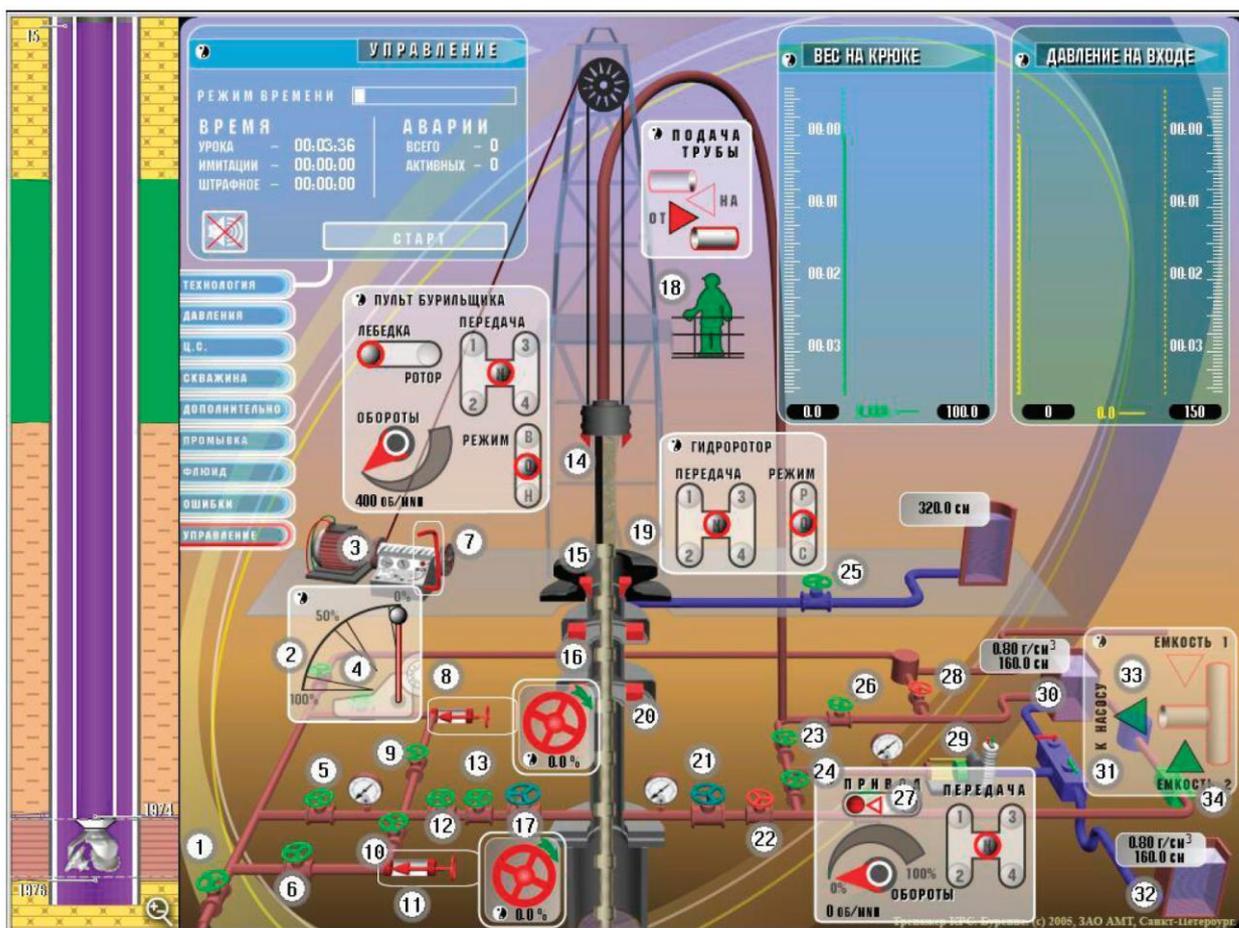
**Цель работы:** Научиться производить разбуривание цементной пробки после выполнения ремонтного цементирования обсадной колонны.

**Исходные данные:** Задача «Имитация разбуривания цементной пробки» тренажера АМТ-401, раздел 2.1 «Устройство и порядок работы на тренажере АМТ-401» настоящего пособия.

**Задача:** Задача «Имитация разбуривания цементной пробки» осуществляет

моделирование таких технологических процессов, как спуск бурильной колонны с пикообразным долотом в скважину, закрепленную обсадной колонной, возобновление циркуляции промывочной жидкости - воды, разбуривание цементной пробки, промывка скважины и подъем инструмента.

Задача предназначена для обучения студентов методам управления ремонтно-буровым агрегатом при ремонтном бурении и выполнении СПО с бурильной колонной.



На рисунке экрана модели изображены следующие органы управления:

1. задвижка сброса
2. задвижка сброса в сепаратор
3. пульт бурильщика
4. выходная задвижка дросселя 2
5. задвижка линии отвода
6. выходная задвижка дросселя 1
7. ручка тормоза лебедки
8. дроссель 2;
9. входная задвижка дросселя 2
10. входная задвижка дросселя 1
11. дроссель 1;
12. задвижка линии дросселирования
13. ручная задвижка линии дросселирования

14. элеватор;
15. клинья ротора;
16. универсальный превентор;
17. гидрозадвижка линии дросселирования;
18. свече-подающее устройство (верховой);
19. гидроротор;
20. плашечный превентор;
21. гидрозадвижка линии глушения;
22. ручная задвижка линии глушения;
23. задвижка прямой промывки
24. задвижка обратной промывки
25. задвижка доливной емкости;
26. задвижка линии обратной промывки;
27. задвижка линии прямой промывки;
28. задвижка сепаратора;
29. насосный агрегат ;
30. плотность в емкости 1;
31. трехходовой кран;
32. плотность в емкости 2;
33. дегазатор;
34. блок очистки.

#### **Порядок выполнения работы:**

Перед стартом задачи учебная бригада капитального ремонта скважин (КРС) устанавливает органы управления АМТ-401 в исходное положение, состоящее в следующем:

- бурильная колонна висит над забоем, ручной тормоз лебедки зажат максимальным усилием;
- привод лебедки выключен;
- привод ротора выключен.

Невыполнение любого из перечисленных условий исключает старт задачи. Для начала бурения до старта имитации или после старта помощник бурильщика КРС включает промывку скважины, для этого:

- открывает задвижку прямой промывки;
- закрывает задвижку линии обратной промывки;
- закрывает задвижку обратной промывки;
- открывает задвижку линии прямой промывки;
- переводит трехходовой кран на емкость, из которой предполагается забирать раствор;
- открывает ручную задвижку линии глушения;

- открывает гидроуправляемую задвижку линии глушения;
- закрывает ручную задвижку линии дросселирования;
- закрывает гидроуправляемую задвижку линии дросселирования;
- устанавливает вариатором плотность раствора в емкости 1 и в емкости 2.

Невыполнение любой из указанных выше ситуаций может привести к ошибке, нарушающей процесс имитации бурения.

Чтобы исключить возможность возникновения аварийной ситуации одновременно со стартом задачи, учебная бригада КРС убеждается в правильном положении элементов оборудования, в том числе:

- все превенторы открыты;
- элеватор закрыт;
- клинья ротора подняты;
- гидроротор не вращается.

После старта задачи учебная бригада КРС проверяет состояние выходных параметров на посту показывающих приборов и мнемосхеме, в том числе:

- вес на крюке не равен нулю, нагрузка на долото равна нулю;
- не горит сигнал ошибки на мнемосхеме (и на экране).

При выполнении указанных условий бригада приступает к бурению, при невыполнении - еще раз проверяет правильность выполнения вышеописанных действий.

Далее помощник бурильщика КРС на пульте управления циркуляционной системы включает блок очистки промывочной жидкости. Бурильщик КРС включает привод ротора. Ориентируясь по показаниям стрелочного прибора, устанавливает вариатором необходимую частоту вращения ротора. Спускает инструмент к забою (цементной пробке), растормаживая барабан лебедки. Спуск к забою с тормоза лебедки бурильщик учебной бригады КРС производит путем попеременного уменьшения и увеличения тормозного усилия (то приподнимая, то опуская рукоятку тормоза), чтобы не допустить сильного разгона инструмента. Следит за движением талевого блока по стрелочному указателю высоты талевого блока на пульте бурильщика. При заметном

движении стрелки тормозит. Когда до забоя останется менее 1 м, следит за показаниями нагрузки на долото на посту показывающих приборов. С появлением нагрузки на долото снова тормозит и потом толчками ослабляет тормоз, плавно доведя нагрузку на долото до заданной величины, которая берется из расчета 100 кг на 1 см длины режущей кромки долота.

Работа с тормоза лебедки требует навыка и хорошей реакции. Промедление с торможением может вызвать резкое увеличение нагрузки на долото вплоть до его перегрузки и разрушения обсадной колонны.

После разбуривания цементной пробки дальнейший спуск инструмента прекращают. Бурильщик КРС производит подъем бурильной колонны.

Если длина интервала бурения предполагается больше, чем позволяет длина ведущей бурильной трубы, то после того как высота талевого блока над ротором станет равной около 0,5 м (по прибору на пульте бурильщика), учебная бригада КРС производит наращивание бурильной колонны. Для этого необходимо осуществить следующую последовательность действий:

- прекратить подачу инструмента с лебедки (затормозить барабан ручным тормозом);
  - дождаться падения нагрузки на долото до нуля;
  - приподнять инструмент на 3-5 м от забоя;
  - выключить ротор;
  - выключить приводы насосов, выключить блок очистки;
  - ориентируясь на жидкокристаллическую панель на пульте бурильщика, поднять бурильную колонну, установив соединение ведущей трубы с бурильной колонной на уровне гидроротора (при этом на жидкокристаллической панели пульта бурильщика должна появиться фигурка «Верхового»);
  - опустить клинья ротора;
  - ослабляя тормоз лебедки, передать вес колонны от талевого блока клиньям ротора (вес на крюке должен составить вес элеватора);
- отвернуть ведущую бурильную трубу;

- убрать ведущую бурильную трубу (т.е. открыть элеватор);
- опустить элеватор до высоты талевого блока над ротором 0-1 м (при этом на жидкокристаллической панели пульта бурильщика должна появиться фигурка «Верхового»);
- взять одиночную бурильную трубу (т.е. закрыть элеватор);
- завинтить трубу;
- включив привод лебедки и приподнимая инструмент, передать вес от клиньев к элеватору (до полного веса на крюке), после чего затормозить и выключить привод лебедки;
- поднять клинья ротора;
- опустить бурильную колонну с навинченной одиночной трубой в скважину до высоты талевого блока над ротором 0-1 м (при этом на жидкокристаллической панели пульта бурильщика должна появиться фигурка «Верхового»);
- опустить клинья ротора;
- передать вес от талевого блока на клинья (вес на крюке снижается до веса элеватора);
- открыть элеватор;
- поднять пустой элеватор на высоту ведущей трубы (при этом на жидкокристаллической панели пульта бурильщика должна появиться фигурка «Верхового»);
- взять ведущую бурильную трубу (т.е. закрыть элеватор);
- навинтить ведущую бурильную трубу;
- включив привод лебедки, передать вес колонны от клиньев ротора талевому блоку, доведя вес на крюке до полного, зажать тормоз, выключить привод лебедки;
- поднять клинья ротора;
- опустить инструмент в скважину до высоты талевого блока над ротором меньше длины ведущей трубы;

- включить привод насоса, продолжать бурение.

**Форма отчетности:** По результатам выполнения работы учебная бригада КРС готовит отчет, в котором излагает порядок безаварийного разбуривания цементной пробки с перечислением всех выполненных операций. В отчете обосновывается выбор параметров режима бурения и анализируются возможные осложнения и аварии при выполнении разбуривания цементной пробки.

## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 5

### Соляно – кислотная обработка скважин

**Цель работы:** Освоить технологию соляно-кислотной обработки скважин.

Производительность нефтяных и газовых скважин, поглотительная способность нагнетательных скважин зависят, главным образом, от вязкости нефти и проницаемости продуктивных пород. Чем больше проницаемость пород в зоне действия скважины, тем при прочих равных условиях больше ее производительность или приемистость. Кислотная обработка скважин - эффективный метод очистки продуктивного пласта от продуктов загрязнения, попавших или образовавшихся в призабойной зоне в процессе вскрытия бурением, цементации обсадной колонны и при эксплуатации скважин. Дебит скважины во многом зависит от проницаемости продуктивного пласта (главным образом его призабойной зоны – ПЗП), которая всегда меняется в процессе заканчивания и эксплуатации скважины. Проницаемость продуктивного пласта неизбежно ухудшаются вследствие набухания глин, выпадения солей из пластовых вод, образования стойких эмульсий, отложения смол, парафинов и продуктов коррозии в фильтровой части ствола, гидратации пород, размножения сульфатовосстанавливающих бактерий. А также явление коагуляции (процесс естественного и искусственного проникновения мелких, главным образом глинистых и коллоидных частиц в поры и трещины горных пород) солями жесткости (привносимыми закачиваемой водой). Методы восстановления, а порой и улучшения фильтрационных характеристик коллектора в ПЗП приобретают особое значение.

Кислотная обработка скважин – одна из технологий, применяющаяся при освоении скважин и их эксплуатации. Основной ее целью является очистка забоя для интенсификации притока пластового флюида. Различают несколько модификаций данной технологии, в зависимости от режима воздействия на пласт и геологических условий. Кислотная обработка применяется для решения следующих задач: обработки призабойной зоны в период освоения скважины (для притока пластового флюида после окончания ее строительства); интенсификация (повышение дебита); очистки фильтра и забоя от загрязнений, скапливающихся в процессе эксплуатации, после закачки воды или ремонта скважины; устранение отложений в обсадных колоннах и другом подземном оборудовании. Кислоты, закачиваемые в скважину, растворяют кальцийсодержащие породы (известняк, доломит и другие), а также частицы цементирующих составов, которые остаются на забое после цементирования затрубного пространства. В практике эксплуатации и обслуживания объектов добычи нефти выделяют следующие виды кислотной обработки: матричная (закачка реагента под давлением, значение которого меньше гидроразрыва пласта); кислотные ванны внутрипластовые (простая обработка); под большим давлением (кислотный гидроразрыв, при этом происходит трещинообразование); поинтервальное воздействие; термокислотная обработка. Последний вид технологии применяется в тех ситуациях, когда поры коллектора в призабойной зоне забиты отложениями парафина, смолами и высокомолекулярными углеводородами. Кислотные ванны скважин в основном проводят в следующих случаях: первичное освоение (ввод скважин в эксплуатацию); очистка необсаженных фильтров; очистка фильтра, перекрытого обсадными трубами, от кислоторастворимых материалов. Базовыми веществами, применяемыми при кислотной обработке скважин, служат соляная HCl и плавиковая HF кислоты, а также их смесь (глинокислота). Реже используют другие кислоты: уксусная; сульфаминовая; муравьиная; серная;

смеси органических кислот. Если геологическая формация находится в условиях высокой температуры, то в пласт закачивают уксусную или муравьиную кислоту. Применение сульфаминовой кислоты обосновано в тех случаях, когда коллекторы состоят из сульфат- и железосодержащих карбонатных пород, так как их реагирование с соляной кислотой приводит к выпадению гипса или безводного сернокислого кальция. Рабочий раствор реагента готовят на промысловых кислотных базах и перевозят в авто- или железнодорожных цистернах, окрашенных внутри стойкой эмалью, с резиновым или эбонитовым покрытием. Кислотная обработка проводится не только в нефтяных скважинах, но и в водонагнетательных (для поддержания пластового давления), а также в артезианских. Работа в абиссинских колодцах, на малой глубине, может проводиться желонкой для чистки скважин. На выбор состава реагента влияют следующие факторы:

- трещиноватость породы: при высоком значении этого показателя целесообразно применение загущенных кислот и пен, это способствует повышению охвата пласта, для загущения в кислоту вводят карбокилметилцеллюлозу (КМЦ);

- загрязненность забоя скважины минеральными взвесями и низкая проницаемость пористого коллектора: в этом случае для улучшения проникновения реагента предпочтительнее газированные кислоты, у которых снижено поверхностное натяжение на границе с горной породой, для аэрации жидкости используют воздух, азот, углекислый газ;

- минеральный состав пород: пласты, состоящие из песка, песчаников и алевролитов, обрабатывают глинокислотой;

- температура на забое: так, применение сульфаминовой кислоты ограничено тем, что при нагреве до 80°C она разлагается водой на 43%. При температуре выше 115 °C на забое закачивают концентрированную соляную кислоту.

Необходимый объем кислоты рассчитывается по формуле и зависит от следующих факторов: толщина интервала пласта, подвергающегося кислотному воздействию; пористость пород; глубина обработки; радиус скважины. Максимальное давление закачки определяется следующими критериями: цели и метод обработки; прочность эксплуатационной колонны; толщина перемычки между рабочим и соседним интервалом пласта. Продолжительность выдержки кислоты определяется опытным путем – с помощью замера ее концентрации в растворе, вытесненном на устье скважины через насосно-компрессорные трубы. Среднее значение этого параметра находится в пределах 16-24 ч. В чистом виде кислоты используются редко. В качестве присадок к ним в нефтедобывающей промышленности применяют следующие вещества: ингибиторы коррозии – для предупреждения разрушения обсадных, насосно-компрессорных труб и другого оборудования; комплексообразующие соединения, которые предотвращают образование геля или гидроксида железа, забивающих поры коллектора; азотнокислый калий для обработки ангидритов (сульфатов); стабилизаторы для сохранения в растворенном состоянии продуктов реакции; лимонная или уксусная кислота для обработки железосодержащих карбонатных пород; поверхностно-активные вещества, или интенсификаторы (ОП-10, ОП-7 и другие) для улучшения смачиваемости пород и облегчения удаления продуктов реакции с забоя. При кислотной обработке скважин с использованием соляной кислоты ее оптимальная концентрация составляет 10-16%. Более насыщенные растворы не применяют по следующим причинам: снижение скорости растворения; увеличение коррозионной активности; рост эмульгирующей способности; повышение выпадения в осадок солей при смешивании с минерализованной пластовой водой. При обработке сульфатсодержащих пород в состав рабочей жидкости вводят присадки из поваренной соли, сульфатов калия или магния, хлористого кальция. Последнее вещество также служит в качестве замедлителя нейтрализации кислоты при

повышенных температурах на забое скважины. Плавиновая кислота относится к сильнодействующим и применяется для растворения следующих материалов: силикатные соединения в пластах терригенного характера; глинистый или цементный раствор, поглощенный при бурении или ремонте скважины; цементная корка на забое. В качестве заменителя этого реагента используют также фторид-бифторид аммония, расход которого в 1,5 раза меньше. гидроиспытание нагнетательных трубопроводов под давлением, в 1,5 раза превосходящим рабочее. При проведении кислотного воздействия на пласт используются токсичные и огнеопасные вещества. В случае их утечки или разлива может быть нанесен большой урон окружающей среде. Предварительно разрабатывается план проведения кислотной обработки, который утверждается главным инженером НГДУ. Работы производятся по наряду-допуску и технологическому регламенту. В качестве мер безопасности применяются следующие: Остатки химреагентов и промывочных жидкостей собирают в специальные емкости для последующей утилизации. Контроль концентрации паров кислоты производится с помощью газоанализатора. Насосную технику и цистерны устанавливают на расстоянии не меньше 10 м от устья скважины, кабины автомобилей располагают в обратную сторону. Во время нагнетания кислот возле агрегатов остаются только те работники, деятельность которых непосредственно связана с обслуживанием техники; все остальные лица удаляются на безопасное расстояние. Запрещается проведение работ при сильном ветре, тумане и в темное время суток. До сброса давления в системе не производят ремонтно-монтажные работы на трубопроводах и технологическом оборудовании. Для защиты от влияния кислот используют средства индивидуальной защиты – специальную одежду (резиновые фартуки, сапоги), резиновые перчатки, очки, маски, противогазы. На промысле также должен быть аварийный запас спецодежды и химических веществ для нейтрализации кислот (известь, мел, хлорамин и другие). Весь рабочий и инженерный

персонал обязан проходить периодическое обучение и аттестацию на знание правил техники безопасности согласно графику, утвержденному руководителем предприятия.

Обработка скважин соляной кислотой нашла наиболее широкое распространение вследствие своей сравнительной простоты, дешевизны и часто встречающихся благоприятных для ее применения пластовых условий.

Кислотная обработка призабойной зоны скважин основана на способности соляной кислоты растворять карбонатные породы (известняки, доломиты) или карбонатные породообразующие минералы, входящие в состав песчаников или других пород.

При взаимодействии соляной кислоты и карбонатных пород происходят следующие реакции:

для известняков



для доломитов



Под воздействием соляной кислоты в породах призабойной зоны скважины (ПЗС) образуются пустоты, каверны, каналы разъедания, в следствии чего увеличивается проницаемость пород, а следовательно, и производительность нефтяных и приемистость нагнетательных скважин.

Кислотные обработки под давлением применяют с целью продавки кислоты в малопроницаемые интервалы продуктивного пласта. При простых соляно-кислотных обработках кислота проникает в хорошо проницаемые пропластки, а плохо проницаемые остаются не охваченные обработкой. Кислотные обработки под давлением устраняют этот недостаток, обусловленный слоистой неоднородностью пласта.

Процесс соляно-кислотной обработки заключается в следующем. Вначале путем закачки нефти или воды создают циркуляцию. Затем при открытом кране на отводе затрубного пространства - приготовленного рабочего раствора соляной кислоты. При этом объем первой порции кислоты рассчитывают так,

чтобы она заполнила трубы и кольцевое пространство от башмака до кровли пласта. После этого закрывают кран на отводе затрубного пространства и под давлением закачивают в скважину остатки кислотного раствора. Кислота начинает проникать в пласт. Оставшуюся в трубах и в фильтровой части скважины кислоту продавливают в пласт нефтью или водой.

Объем рабочего раствора соляной кислоты устанавливают в зависимости от толщины и физических свойств пласта, химического состава пород и числа предыдущих обработок.

**Задача:** Проведение «Имитации соляно-кислотной обработки скважин» тренажера-имитатора капитального ремонта скважин АМТ-401 (411).

**Исходные данные:** см. Приложение 2

Необходимо определить: объем рабочего раствора соляной кислоты, выбранной концентрации; количества воды, необходимой для его приготовления; количества различных добавок к рабочему раствору.

**Расчет данных соляно-кислотной обработки скважин.**

Рекомендуемые средние объемы кислоты, расходуемые на 1 м обрабатываемого интервала (8 - 15% -ной концентрации) для карбонатных пород, установленные на основании имеющегося опыта по обработкам, приведены в табл. 1.

| № | ПОРОДА                        | Объем раствора НСл <sup>3</sup> /м |                     |
|---|-------------------------------|------------------------------------|---------------------|
|   |                               | Первичная обработка                | Вторичная обработка |
| 1 | Гранулярная малопроницаемая   | 0,4 – 0,6                          | 0,6 – 1,0           |
| 2 | Тонкопористая                 | 0,4 – 0,6                          | 0,6 – 1,0           |
| 3 | Гранулярная высокопроницаемая | 0,6 – 1,0                          | 1,0 – 1,5           |
| 4 | Трещиноватая                  | 0,6 – 0,8                          | 1,0 – 1,5           |

Общий объем рабочего кислотного раствора находим по формуле:

$$V_{p.p.} = ah$$

$a$  — объем кислоты, расходуемый на 1 м обрабатываемого интервала, м<sup>3</sup>/м;

$h$  – эффективная толщина пласта, м.

Объем концентрированной товарной кислоты ( $V_{\text{TK}}$ ), необходимый для получения расчетного объема рабочего раствора заданной концентрации (в  $\text{м}^3$ ) определяют по формуле:

$$V_{\text{TK}} = \frac{V_{\text{р.р.}} \cdot C_{\text{р.р.}} \cdot \rho_{\text{р.р.}}}{C_{\text{TK}} \rho_{\text{TK}}} \quad (1)$$

где:  $V_{\text{р.р.}}$  - объем рабочего раствора заданной концентрации,  $\text{м}^3$ ;

$\rho_{\text{TK}}$  - плотность товарной кислоты,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$\rho_{\text{р.р.}}$  - плотность готового рабочего раствора,  $\text{кг}/\text{м}^3$  (находят по таблице, приложение 5).

Количество воды ( $V_{\text{в}}$ ), необходимое для получения рабочего раствора заданной концентрации определяется по формуле:

$$V_{\text{в}} = V_{\text{р.р.}} - V_{\text{TK}} \quad (2)$$

Добавки ингибитора, стабилизатора, хлористого бария и интенсификатора обычно настолько незначительны, что поправки на объемы этих реагентов не вводят.

### **Порядок выполнения работы:**

Задача “Имитация кислотной обработки при КРС” моделирует процесс обработки призабойной зоны соляной кислотой с целью увеличения проницаемости пород, слагающих коллектор.

В процессе работы имитационной задачи не контролируются требуемые объемы кислотного раствора и корректные диапазоны по плотности и расходу при закачке, а только правильная последовательность действий и общие аварийные ситуации, такие как поглощение, проявление и т.д.

Модель имеет следующие ограничения и допущения:

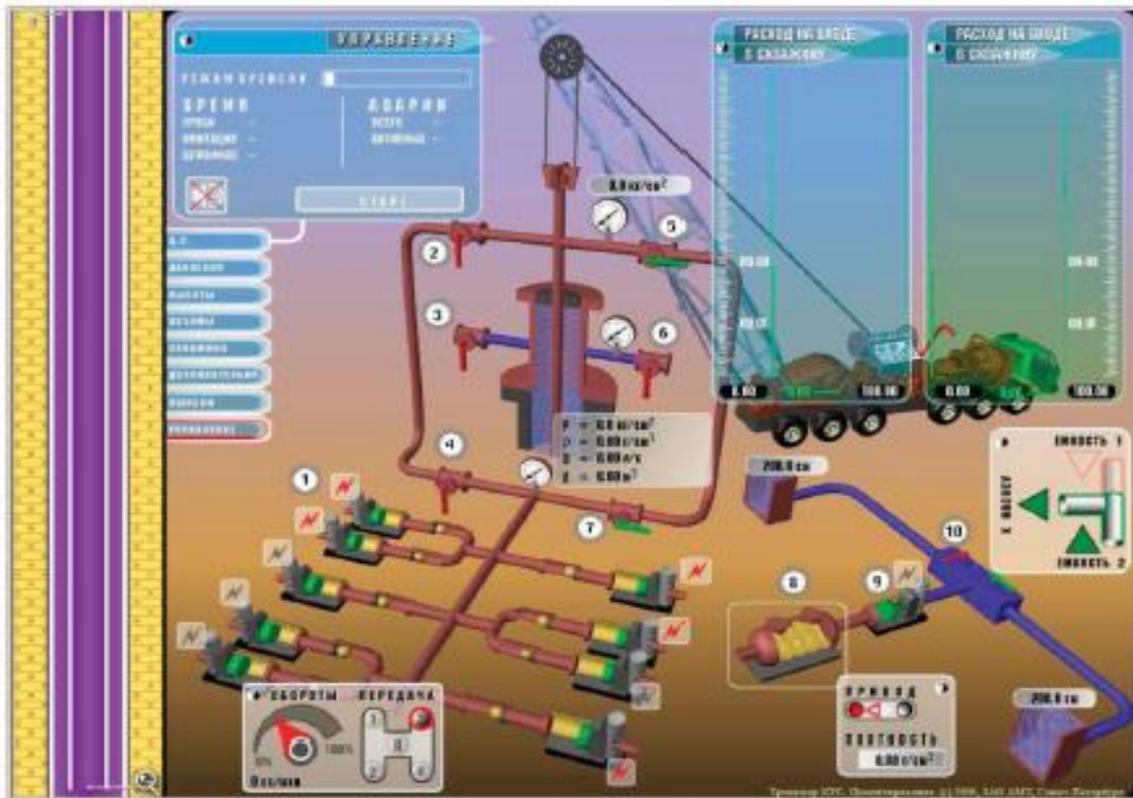
- поэтапная схема работы задачи (**строгая последовательность действий**);
- спользуется только одноразмерная колонна нагнетательных труб (НКТ);
- кислотная обработка осуществляется через отверстия фильтра;

- продуктивный и слабый по гидроразрыву пласт находятся на забое скважины.

Для управления имитационной задачей используются:

- пульт управления гидроразрывом пласта (ПУГП);
- пост устьевого арматуры (ПУА).

На рисунке экрана модели изображены следующие органы управления:



1. - насосные агрегаты;
2. - пробковый кран 3;
3. - пробковый кран 5;
4. - пробковый кран 1;
5. - пробковый кран 4;
6. - пробковый кран 6;
7. - пробковый кран 2;
8. - смесительная машина;
9. - водоподающий насос;
10. - переключатель емкостей

Последовательность действий обучаемого состоит в следующем:

### 1. Установка начальных (стартовых) значений.

На посту устьевого арматуры:

- закрыть пробковый кран 3 (верхний левый);
- закрыть пробковый кран 4 (верхний правый);
- закрыть пробковый кран 5 (нижний левый);
- закрыть пробковый кран 6 (нижний правый).

На пульте гидроразрыва пласта:

- открыть пробковый кран 1 или пробковый кран 2;
- выключить привод насосной установки;
- выключить привод смесительной машины (СМ);
- выключить вспомогательный насос;
- трехходовой кран в положение - емкость 0 (закрыто);
- количество насосных агрегатов -1;
- плотность раствора в смесительной машине - от 0.9 до 1.5 г/см<sup>3</sup>.

Плотность раствора, заданная до “Старта”, определяет плотность раствора в скважине.

Произвести “Старт” задачи.

При неверной установке начальных условий старт задачи не производится и регистрируется ошибка начальных установок.

## **2. I этап. Закачка необходимого объема кислотного раствора в скважину методом прямой промывки.**

2.1. Поставить трёхходовой кран в положение ёмкость 1 или 2. Задать на ППП плотность кислотного раствора, включить вспомогательный насос, привод кислотного агрегата (КСА) и подождать пока закончится процесс приготовления кислотного раствора. Плотность раствора на входе должна сравняться с плотностью кислоты в КСА (в качестве КСА в данной задаче выступает смесительная машина).

2.2. На ПУА открыть пробковые краны 3 или 4, а также 5 или 6, включить привод насосного агрегата и задать скорость, отличную от нейтральной, и обороты вала двигателя.

2.3. Изменяя скорость и число оборотов вала двигателя, установить необходимое значение забойного давления и закачать расчетный объем

кислоты.

2.4. После закачки необходимого объема, выключить привод насосного агрегата, вспомогательный насос и КСА, закрыть пробковые краны 3, 4, 5, 6 на ПУА.

На этом первый этап заканчивается.

### **3. II этап. Продавка кислотного раствора в КП скважины продавочным раствором.**

3.1. Если расчетный объем кислоты меньше, чем суммарный объем НКТ и КП от башмака до кровли продуктивного пласта, то в скважину закачивается продавочный раствор с целью продавить кислоту из НКТ в КП так, чтобы она заполнила кольцевое пространство от башмака до кровли продуктивного пласта.

3.2. Для этого необходимо задать на ППП плотность продавочного раствора, включить вспомогательный насос и подождать пока закончится процесс приготовления. Плотность раствора на входе должна сравняться с плотностью в смесительной машине.

3.3. На ПУА открыть пробковые краны 3 или 4, а также 5 или 6, включить привод насосного агрегата и задать скорость, отличную от нейтральной, и обороты вала двигателя.

3.4. Изменяя скорость и число оборотов вала двигателя, установить необходимое значение забойного давления и закачать необходимый объем продавочного раствора, так, чтобы кислота заполнила КП от башмака ОК до кровли продуктивного пласта.

3.5. После закачки необходимого объема продавочного раствора, выключить привод насосного агрегата, вспомогательный насос, закрыть пробковые краны 3, 4, 5, 6 на ПУА.

На этом второй этап заканчивается.

### **4. III этап. Продавка кислотного раствора в пласт.**

4.1. Если объем кислоты, закачанной на 1-ом этапе занял все НКТ и КП от башмака до кровли продуктивного пласта и все равно меньше расчетного, то ее

продавку в пласт необходимо осуществлять дальнейшей закачкой кислоты до тех пор, пока в скважине не окажется достаточное количество кислотного раствора. Для этого, не изменяя плотность на задатчике плотности ППП, открыть пробковый кран 3 или 4, включить вспомогательный насос и привод насосного агрегата, задать 1-ю скорость и обороты вала двигателя. После того, как расчетный объем будет закачан, выключить привод насосного агрегата и вспомогательный насос, закрыть пробковые краны 3 и 4.

4.2. Если объем кислоты, закачанной на I этапе занял все НКТ и КП от башмака до кровли продуктивного пласта и при этом равен расчетному, то дальнейшую продавку ее в пласт необходимо осуществлять продавочным раствором другой плотности. Для этого установить на задатчике плотности ППП плотность продавочного раствора, включить вспомогательный насос и подождать пока завершится процесс приготовления.

Плотность раствора на входе должна сравняться с плотностью в смесительной машине. Открыть на ПУА пробковый кран 3 или 4, включить привод насосного агрегата и задать 1-ю скорость и обороты вала двигателя.

Если на предыдущем (втором) этапе кислота уже была продавлена из НКТ в КП скважины до кровли продуктивного пласта продавочным раствором, то ее продавку в пласт осуществляют тем же самым продавочным раствором. Для этого на ПУА открыть пробковый кран 3 или 4. Включить привод насосного агрегата и задать 1-ю скорость и обороты вала двигателя.

4.3. Изменяя число оборотов вала двигателя для регуляции забойного давления, продавить кислоту в пласт из расчета ее полного вытеснения из НКТ в КП, а из КП - в пласт.

4.4. Выключить привод насосного агрегата, закрыть пробковые краны 3 и 4 на ПУА. На этом процесс кислотной обработки заканчивается. Скважину оставляют на некоторое время (8 -12 часов, а иногда и больше) в покое для реагирования кислоты с породой.

**Форма отчетности.** По результатам выполнения работы подготовить отчет, с результатами расчетов и описанием хода выполнения на тренажере АМТ-401

(411) соляно – кислотной обработки.

### **Контроль и распознавание аварийных ситуаций.**

При управлении ИМИТАТОРОМ КРС в процессе имитации кислотной обработки скважины возможны ошибочные действия, которые при управлении установкой КРС могли бы привести к поломкам оборудования или авариям в скважине.

Реакция ИМИТАТОРА КРС на такие ошибки состоит в следующем:

- выдается сигнал об ошибке - загорается красная лампочка на пульте бурильщика, пульте ЦС, пульте гидроразрыва пласта 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 бланках 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 установки КРС) последствиям:

В процессе истечения песчаножидкостной смеси через насадки, после того, как произошла перфорация, закачки жидкости разрыва, кислотного, тампонажного и продавочного растворов рекомендуется поддерживать забойное давление в следующем диапазоне:

$$P_{пл} < P_{заб} < P_{пгл} \quad (1)$$

где:  $P_{пл}$  - пластовое давление, кг/см<sup>2</sup>;

$P_{заб}$  - забойное давление, кг/см<sup>2</sup>;

$P_{пгл}$  - давление начала поглощения, кг/см<sup>2</sup>.

Нарушение диапазона ведет к появлению аварийных ситуаций.

### **Поглощение.**

Если выполняется неравенство:

$$P_{\text{заб}} > P_{\text{пл}}, (2)$$

то имеет место аварийная ситуация “ПОГЛОЩЕНИЕ”. При этом стрелками на мультипликации призабойной зоны скважины показывается поступление раствора в пласт. Для ликвидации аварийной ситуации нужно, управляя расходом снизить забойное давление.

### **Проявление.**

Если выполняется неравенство:

$$P_{\text{заб}} < P_{\text{пл}}, (3)$$

то имеет место аварийная ситуация “ПРОЯВЛЕНИЕ”. При этом стрелками на мультипликации призабойной зоны скважины показывается поступление флюида из пласта в скважину. Для ликвидации аварийной ситуации нужно, управляя расходом повысить забойное давление.

### **Открыт выходной пробковый кран.**

Если в процессе закачки продавочного раствора его нижняя граница дошла до конца НКТ, а продавка кислоты в пласт еще не началась, либо если в процессе продавки кислоты в пласт был открыт пробковый кран 5 или 6, то имеет место аварийная ситуация «ОТКРЫТ ВЫХОДНОЙ ПРОБКОВЫЙ КРАН». Для ее ликвидации нужно закрыть пробковые краны 5 и 6.

### **Перегрузка насосного агрегата.**

Если в процессе работы насосного агрегата возникнет ситуация при которой давление на входе (на насосе) на данной скорости превысит максимально допустимое давление для этой скорости (берется из сценария), то происходит перегрузка насосного агрегата. При этом давление на насосе приравнивается максимально допустимому на данной скорости, а расход на входе обнуляется.

$$\text{Если: } (P_{\text{н}} \geq P_1 \text{ max}); (P_{\text{н}} \geq P_2 \text{ max}); (P_{\text{н}} \geq P_3 \text{ max}); (P_{\text{н}} \geq P_4 \text{ max}) (4)$$

то имеет место аварийная ситуация “ПЕРЕГРУЗКА НАСОСНОГО АГРЕГАТА”.

Для имитации ремонта насосного агрегата необходимо выключить его

привод, а потом опять включить.

### **Блокирован насосный агрегат.**

Если в процессе работы насосного агрегата перевести трёхходовой кран в положение “ёмкость 0” (закрыто), то возникает аварийная ситуация “БЛОКИРОВАН НАСОСНЫЙ АГРЕГАТ”. Для её ликвидации трёхходовой кран открыть.

### **Фатальные аварийные ситуации.**

Если в процессе имитации задача перестала реагировать на внешние управляющие воздействия, то произошла фатальная аварийная ситуация и дальнейшая работа не имеет смысла. Рекомендуется выйти из задачи.

Распознаются следующие фатальные аварийные ситуации:

- гидроразрыв пласта;
- разрыв эксплуатационной обсадной колонны.

Если выполняется неравенство:

$$P_e \geq P_{гр.доп} \text{ или } P_{заб} \geq P_{з.гр}, (5)$$

где:  $P_e$  - давление на выходе, кг/см<sup>2</sup>;

$P_{гр.доп}$  - допустимое давление на устье по гидроразрыву пласта, кг/см<sup>2</sup>;

$P_{з.гр}$  - допустимое давление на забое по гидроразрыву пласта, кг/см<sup>2</sup>, то имеет место фатальная аварийная ситуация “Гидроразрыв пласта”.

Если выполняется неравенство:

$$P_e \geq P_{эк.доп} \text{ или } P_n \geq P_{эк.доп}, (6)$$

где:  $P_{эк.доп}$  - допустимое рабочее давление для эксплуатационной ОК, кг/см<sup>2</sup>, то имеет место фатальная аварийная ситуация “Разрыв эксплуатационной обсадной колонны”.

## **ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 6 Гидроразрыв пласта при КРС**

**Цель работы:** Освоить технологию интенсификации притока из пласта путем его гидравлического разрыва.

Гидравлический разрыв пласта - процесс обработки призабойной зоны

пласта с целью расширения и углубления естественных и образования новых трещин в породах призабойной зоны. Достигается это путем создания высоких давлений на забое скважины закачкой в пласт вязких жидкостей при больших расходах. Когда давление превысит гидростатическое в 1,5-2,5 раза, произойдет разрыв или расслоение пласта, т.е. расширятся естественные и образуются новые трещины. Для сохранения трещин в раскрытом состоянии их заполняют песком, который вводят вместе с вязкой жидкостью. В дальнейшем эта жидкость извлекается из призабойной зоны в процессе эксплуатации скважины.

Создание в призабойной зоне пласта одной или нескольких трещин, проникающих в пласт на десятки метров, приводит к увеличению проницаемости пласта в зоне распространения трещин и к значительному улучшению условий притока жидкости.

Гидравлический разрыв пласта применяют для: а) увеличения продуктивности нефтяных (газовых) и приемистости нагнетательных скважин; б) регулирования притоков и приемистости по продуктивной толще пласта; в) создания водоизоляционных экранов в обводненных скважинах.

Различают три основных процесса гидравлического разрыва пласта: а) однократный; б) многократный; в) направленный (поинтервальный).

При однократном разрыве предполагается образование одной трещины в продуктивной толще пласта, многократном - нескольких трещин по всей некрытой продуктивной толще пласта; направленном - образование трещин и заранее предусмотренных интервалах пласта.

Поскольку при гидравлическом разрыве пласта в большинстве случаев (за исключением мелких скважин) давления превышают допустимые для обсадных колонн, то в скважину на НКТ спускают пакер, изолирующий кольцевое пространство и предохраняющий колонну от создаваемого давления. Пакер спускают с якорем - устройством, предупреждающим смещение пакера по колонне, и устанавливают его выше верхних отверстий фильтра (кровли пласта). Устье оборудуют головкой, к которой подключают агрегаты для нагнетания рабочих жидкостей.

Процесс ГРП состоит из следующих последовательных этапов:

- 1) закачки в скважину жидкости разрыва для создания трещины в пласте;
- 2) закачки жидкости-пескононосителя;
- 3) закачки продавочной жидкости для проталкивания песка в трещины и предохранения их от смыкания.

**Задача:** «Имитация гидроразрыва пласта» на тренажере-имитаторе капитального ремонта скважин АМТ-401(411).

**Исходные данные:** см. Приложение 3

Необходимо определить следующие показатели: давление разрыва; допустимое давление на устье скважины; объем жидкости разрыва; объем жидкости-пескононосителя; объем продавочной жидкости; общую продолжительность процесса ГРП; число насосных агрегатов.

#### **Расчет параметров гидроразрыва пласта.**

По спущенным НКТ нагнетают сначала жидкость разрыва в таких объемах, чтобы создать на забое давление, достаточное для разрыва пласта. При этом непрерывно наблюдают за давлением и расходом жидкости на устье. Момент разрыва на поверхности отмечается резким увеличением расхода жидкости (поглотительной способности скважины) при одном и том же давлении на устье или резким уменьшением давления на устье при одном и том же расходе.

Обычно о моменте гидроразрыва судят по условному коэффициенту:

$$K_y = \frac{Q}{P_y}$$

где  $Q$  - расход жидкости, м<sup>3</sup>/с;  $P_y$  - давление на устье, МПа.

При резком увеличении  $K_y$  в процессе закачки жидкости разрыва происходит гидроразрыв пласта. После разрыва пласта, не снижая давления, в скважину закачивают жидкость-пескононоситель - вязкую жидкость, смешанную с песком (180 - 400 кг песка на 1 м<sup>3</sup> жидкости), которая под воздействием продавочной жидкости (маловязкой углеводородной жидкости) проталкивается в НКТ и в пласт.

Общую продолжительность процесса гидроразрыва (в часах) можно

определить по формуле:

$$T = \frac{(V_p + V_{жп} + V_{пр})}{Q}$$

где  $V_p$ - объем жидкости разрыва,  $m^3$ ;  $V_{жп}$ - объем жидкости-песконосителя,  $m^3$ ;  $V_{пр}$  - объем продавочной жидкости,  $m^3$ ;  $Q$  - средний расход жидкости,  $m^3/ч$ .

Потребное число агрегатов устанавливают, исходя из подачи одного агрегата  $q_{аг}$  и максимального расхода  $Q_{max}$  жидкости в процессе ГРП с учетом одного резервного агрегата:

$$n = \frac{Q_{max}}{q_{аг}} + 1$$

где  $Q_{max}$ - максимальный расход жидкости в процессе ГРП;  $q_{аг}$ - подача одного агрегата.

В неглубоких скважинах для разрыва пласта жидкость обычно закачивают непосредственно в обсадную колонну.

При большой толщине продуктивного пласта проводят многократный разрыв, т.е. несколько разрывов в пласте за одну операцию.

#### **Порядок выполнения работы:**

В качестве объекта имитации на тренажере АМТ-401 (411) реализуется однократный гидроразрыв пласта как наиболее часто встречающийся на практике.

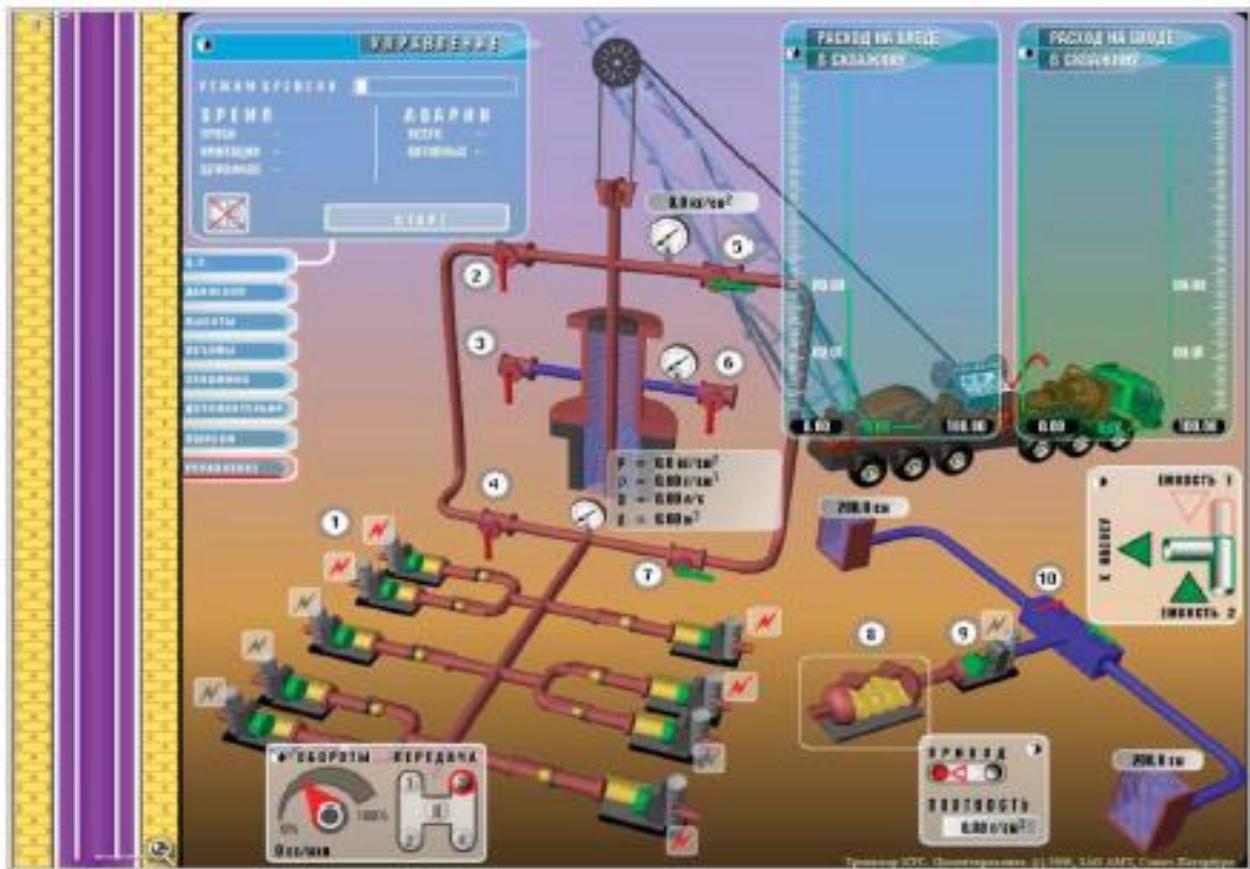
Модель имеет следующие ограничения и допущения:

- поэтапная схема работы задачи (**строгая последовательность действий**);
- используется только одноразмерная колонна нагнетательных труб (НКТ);
- гидроразрыв осуществляется только при наличии пакера;
- продуктивный и слабый по гидроразрыву пласт находятся на забое скважины.

Для управления задачей «Имитация гидроразрыв пласта» используются:

- пульт управления гидроразрывом пласта,
- пост устьевого арматуры.

На рисунке экрана модели изображены следующие органы управления:



1. - насосные агрегаты;
2. - пробковый кран 3;
3. - пробковый кран 5;
4. - пробковый кран 1;
5. - пробковый кран 4;
6. - пробковый кран 6;
7. - пробковый кран 2;
8. - смешительная машина;
9. - водоподающий насос;
10. - переключатель емкостей.

### 1. Установка начальных (стартовых) значений.

На посту устьевого арматуры:

- закрыть пробковый кран 3,
- закрыть пробковый кран 4,
- закрыть пробковый кран 5,
- закрыть пробковый кран 6.

На пульте управления гидроразрывом пласта:

- открыть пробковый кран 1 или пробковый кран 2;
- выключить привод насосной установки;
- выключить привод пескосмесительной машины;
- выключить привод насоса;
- трехходовой кран перевести в положение «емкость 0»;
- количество насосных агрегатов - 1;
- плотность раствора на вариаторе плотности (в скважине) - от 1,0 до 1,5 г/см<sup>3</sup>.

При неверной установке начальных условий старт задачи не производится и регистрируется ошибка начальных установок.

## **2. I этап. Закачка необходимого объема, жидкости разрыва в скважину методом прямой промывки.**

2.1. На ПУА гидроразрывом пласта задать плотность жидкости разрыва, включить насос, привод пескосмесительной машины и поставить трехходовой кран в положение «емкость 1».

2.2. На посту устьевого арматуры открыть пробковый кран 4 или 3. Включить привод насосного агрегата и задать скорость, отличную от нейтральной.

2.3. Изменяя скорость и число оборотов вала двигателя, установить необходимое значение забойного давления и закачать в НКТ расчетный объем жидкости разрыва.

2.4. После того как жидкость разрыва выйдет из колонны НКТ в кольцевое пространство, создать в зоне продуктивного пласта давление большее, чем давление гидроразрыва, в соответствии с условием (условие гидроразрыва пласта):

$$P_{\text{заб}} \geq P_{\text{гр}}$$

где  $P_{\text{заб}}$  - забойное давление, кг/см<sup>2</sup>;  $P_{\text{гр}}$  - допустимое давление на забое по гидроразрыву пласта, кг/см<sup>2</sup>.

Создание необходимого забойного давления осуществляется либо путем

увеличения числа оборотов вала двигателя, либо увеличением количества насосных агрегатов в обвязке манифольда.

2.5. После закачки необходимого объема жидкости разрыва выключить привод насосного агрегата, приводы насоса и пескосмесительной машины, закрыть пробковые краны 3 или 4 на посту устьевого арматуры.

На этом первый этап заканчивается.

**3. II этап. Закачка необходимого объема жидкости песконосителя в скважину методом прямой промывки.**

3.1. На ПУА гидроразрывом пласта установить плотность жидкости песконосителя, включить привод насоса и пескосмесительной машины и ожидать, пока закончится процесс приготовления песконосителя.

3.2. На посту устьевого арматуры открыть пробковый кран 4 или 3. Включить привод насосного агрегата и задать скорость, отличную от нейтральной.

3.3. Изменяя скорость и число оборотов вала двигателя, устанавливаем необходимое значение забойного давления и закачать в НКТ расчетный объем жидкости песконосителя.

3.4. Выключить привод насосного агрегата, закрыть пробковые краны 3, 4 на посту устьевого арматуры. На этом второй этап заканчивается.

**4. III этап. Закачка продавочной жидкости для проталкивания песка в трещины пласта и предохранения их от смыкания.**

4.1. На ПУА гидроразрывом пласта установить вариатором плотность продавочной жидкости, включить привод насоса пескосмесительной машины и ожидать, пока закончится процесс приготовления продавочной жидкости.

4.2. На посту устьевого арматуры открыть пробковый кран 4 или 3.

4.3. Включить привод насосного агрегата и задать скорость, отличную от нейтральной.

4.4. Изменяя скорость и число оборотов вала двигателя для регулирования забойного давления, подать жидкость-песконоситель в пласт.

4.5. Выключить привод насосного агрегата, закрыть пробковые краны 3

или 4 на ПУА. На этом процесс гидроразрыва пласта заканчивается.

**Форма отчетности:** По результатам выполнения работы подготовить отчет с изложением реализованной технологии гидроразрыва пласта. обсадной колонны”.

### **Контроль и распознавание аварийных ситуаций.**

При управлении ИМИТАТОРОМ КРС в процессе имитации гидроразрыва пласта возможны ошибочные действия, которые при управлении установкой КРС могли бы привести к поломкам оборудования или авариям в скважине.

Реакция ИМИТАТОРА КРС на такие ошибки состоит в следующем:

- выдается сигнал об ошибке - загорается красная лампочка на пульте бурильщика, пульте ЦС, пульте гидроразрыва пласта 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 бланках 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 установки КРС) последствиям:

В процессе истечения песчаножидкостной смеси через насадки, после того, как произошла перфорация, закачки жидкости разрыва, кислотного, тампонажного и продавочного растворов рекомендуется поддерживать забойное давление в следующем диапазоне:

$$P_{пл} < P_{заб} < P_{плл} \quad (1)$$

где:  $P_{пл}$  - пластовое давление, кг/см<sup>2</sup>;

$P_{заб}$  - забойное давление, кг/см<sup>2</sup>;

$P_{плл}$  - давление начала поглощения, кг/см<sup>2</sup>.

Нарушение диапазона ведет к появлению аварийных ситуаций.

### **Поглощение.**

Если выполняется неравенство:

$$P_{\text{заб}} > P_{\text{пл}}, (2)$$

то имеет место аварийная ситуация “ПОГЛОЩЕНИЕ”. При этом стрелками на мультипликации призабойной зоны скважины показывается поступление раствора в пласт. Для ликвидации аварийной ситуации нужно, управляя расходом снизить забойное давление.

### **Проявление.**

Если выполняется неравенство:

$$P_{\text{заб}} < P_{\text{пл}}, (3)$$

то имеет место аварийная ситуация “ПРОЯВЛЕНИЕ”. При этом стрелками на мультипликации призабойной зоны скважины показывается поступление флюида из пласта в скважину. Для ликвидации аварийной ситуации нужно, управляя расходом повысить забойное давление.

### **Перегрузка насосного агрегата.**

Если в процессе работы насосного агрегата возникнет ситуация при которой давление на входе (на насосе) на данной скорости превысит максимально допустимое давление для этой скорости (берется из сценария), то происходит перегрузка насосного агрегата. При этом давление на насосе приравнивается максимально допустимому на данной скорости, а расход на входе обнуляется.

$$\text{Если: } (P_n \geq P_1 \text{ max}); (P_n \geq P_2 \text{ max}); (P_n \geq P_3 \text{ max}); (P_n \geq P_4 \text{ max}) (4)$$

то имеет место аварийная ситуация “ПЕРЕГРУЗКА НАСОСНОГО АГРЕГАТА”.

Для имитации ремонта насосного агрегата необходимо выключить его привод, а потом опять включить.

### **Блокирован насосный агрегат.**

Если в процессе работы насосного агрегата перевести трёхходовой кран в

положение “ёмкость 0” (закрыто), то возникает аварийная ситуация “БЛОКИРОВАН НАСОСНЫЙ АГРЕГАТ”. Для её ликвидации трёхходовой кран открыть.

### **Фатальные аварийные ситуации.**

Если в процессе имитации задача перестала реагировать на внешние управляющие воздействия, то произошла фатальная аварийная ситуация и дальнейшая работа не имеет смысла. Рекомендуется выйти из задачи.

Распознаются следующие фатальные аварийные ситуации:

- гидроразрыв пласта;
- разрыв эксплуатационной обсадной колонны.

Если выполняется неравенство:

$$P_e \geq P_{гр.доп} \text{ или } P_{заб} \geq P_{з.гр}, (5)$$

где:  $P_e$  - давление на выходе, кг/см<sup>2</sup>;

$P_{гр.доп}$  - допустимое давление на устье по гидроразрыву пласта, кг/см<sup>2</sup>;

$P_{з.гр}$  - допустимое давление на забое по гидроразрыву пласта, кг/см<sup>2</sup>, то имеет место фатальная аварийная ситуация “Гидроразрыв пласта”.

Если выполняется неравенство:

$$P_e \geq P_{эк.доп} \text{ или } P_n \geq P_{эк.доп}, (6)$$

где:  $P_{эк.доп}$  - допустимое рабочее давление для эксплуатационной ОК, кг/см<sup>2</sup>, то имеет место фатальная аварийная ситуация “Разрыв эксплуатационной обсадной колонны”.

## **ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 7**

### **Гидропескоструйная перфорация**

**Цель работы:** Изучить технологию гидропескоструйной перфорации обсадной колонны.

Гидропескоструйная перфорация (ГПП) основана на использовании абразивного и гидромониторного действия струи жидкости со взвешенным в ней песком, выходящим под высоким давлением из узкого отверстия (сопла). Такая струя в течение нескольких минут создает в обсадной колонне (ОК),

цементном кольце и породе глубокий канал, обеспечивающий надежное сообщение между скважиной и пластом. Гидропескоструйный аппарат для абразивной перфорации состоит из патрубка, в котором имеется ряд сопел. Аппарат спускают в скважину на НКТ, по которым подается под высоким давлением жидкость с песком. Вытекая из сопел с большой скоростью, достигающей нескольких сот метров в секунду, жидкость с песком пробивает эксплуатационную колонну, цементное кольцо и внедряется в породу на глубину до 1 м. Вариант гидропескоструйного перфоратора конструкции ВНИИБТ изображен на рис. 5

Последовательность работ при ГПП следующая. Спускают в скважину перфоратор на НКТ. После промывки скважины в НКТ спускают опрессовочный шаровой клапан и опрессовывают наземное оборудование и НКТ на давление, превышающее рабочее в 1.3 -1.6 раза. Обратной промывкой вымывают шаровой клапан, а в НКТ спускают клапан перфоратора. Затем в смеситель подают жидкость с содержанием песка 50 -100 г/л, и песчаножидкостную смесь с помощью двух или трех агрегатов закачивают в скважину. После окончания перфорации обратной промывкой вымывают нижний шаровой клапан. Темп прокачивания жидкости с песком 3-4 л/с за один прием. При этом скорость выходящей из насадки струи жидкости будет 200 - 260 м/с, а перепад давления в насадке 18.5 - 22.0 Мпа.

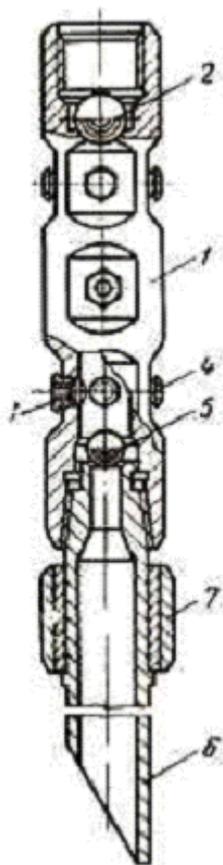


Рис. 5 Аппарат для гидро-пескоструйной перфорации АП-6М: 1 - корпус; 2 - шар опрессовочного клапана; 3 - узел насадки; 4 - заглушка; 5 - шар клапана; 6 - хвостовик; 7 - центратор

Скорость перфорации колонны и породы 0.6 - 0.9 мм/с; ширина щели в обсадной колонне - около 100 мм, а в пласте - 30 - 60 мм, длина - до 1000 мм.

Продолжительность перфорации одного интервала равна 15 - 20 минут.

Процесс ГПП состоит из следующих последовательных этапов:

- 1) сброс первого шарового клапана и опрессовка наземного оборудования и НКТ;
- 2) вымывание первого шарового клапана из НКТ методом обратной промывки;
- 3) сброс второго шарового клапана и закачка в скважину методом прямой промывки песчаножидкостной смеси с целью создания перфорационных отверстий в ОК, цементном кольце и породе,

### Расчет параметров гидropескоструйной перфорации.

Расчет параметров гидropескоструйной перфорации начинают с расчета гидравлических потерь. Гидравлические потери при гидropескоструйной перфорации складываются из следующих:  $P_1$  - потерь давления на трение в НКТ при движении песчано-жидкостной смеси от устья до пескоструйного аппарата;  $\Delta P$  - потерь давления в насадках, определяемых по графикам или расчетным путем;  $P_2$  - потерь на трение восходящего потока жидкости в затрубном кольцевом пространстве;  $P_3$  - противодействия на устье скважины в затрубном пространстве.

Так как гидростатические давления жидкости в НКТ и кольцевом пространстве уравновешены, то давление нагнетания на устье  $P_y$  будет равно сумме всех потерь:

$$P_y = P_1 + \Delta P + P_2 + P_3.$$

Величина  $P_1$  определяется по формуле Дарси-Вейсбаха для труб:

$$P_1 = \lambda_T \rho L v_T^2 / (2 d_b)$$

где коэффициент трения  $\lambda_T$  определяется через число  $Re$ , но увеличивается на 15-20% вследствие присутствия песка в жидкости;  $L$  - длина НКТ;  $d_b$  - внутренний диаметр НКТ;  $v_T = 4Q / (\pi d^2 v)$  - линейная скорость потока в НКТ;  $\rho$  - плотность песчаножидкостной смеси.

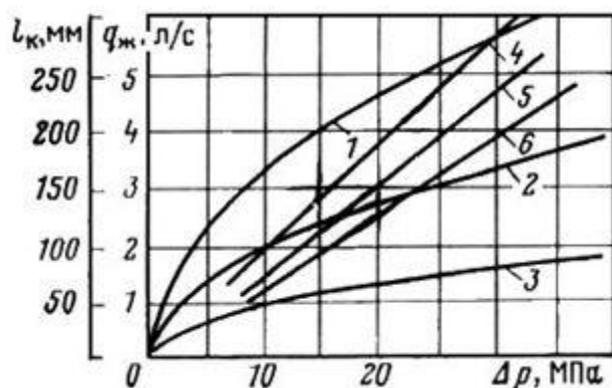


Рис. 6 Зависимость расхода водопесчаной смеси  $q_{ж}$  и глубины образующихся каналов  $l$  от перепада давления  $\Delta P$  в насадке для трех ее диаметров 3; 4,5 и 6 мм: 1 -  $q_{ж}=f(\Delta P)$  для  $d=6$  мм; 2 -  $q_{ж}=f(\Delta P)$  для  $d=4,5$  мм; 3 -  $q_{ж}=f(\Delta P)$  для  $d=3$  мм; 4 -  $l=f(\Delta P)$  для  $d=6$  мм; 5 -  $l=f(\Delta P)$  для  $d=4,5$  мм; 6 -  $l=f(\Delta P)$  для  $d=3$  мм

Величина  $AP$  определяется по графикам (рис. 25). Величина  $P_2$  определяется по формуле Дарси-Вейсбаха для движения жидкости по кольцевому пространству:

$$P_2 = \lambda_{кп} \rho L v_{кп}^2 / [2(D_B - d_H)],$$

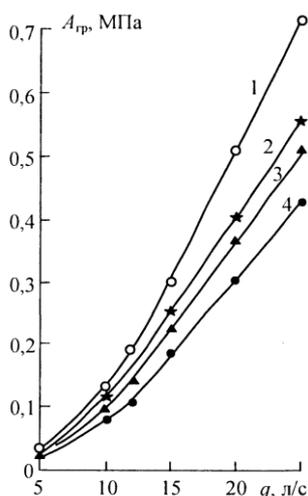


Рис. 7 Потери давления в трубах и межтрубном пространстве при прокачке водопесчаной смеси на каждые 100 м длины:

- 1 - для 140-мм колонны и 73-мм НКТ;
- 2 - для 140-мм колонны и 89-мм НКТ;
- 3 - для 168-мм колонны и 73-мм НКТ;
- 4 - для 168-мм колонны и 89-мм НКТ;

где коэффициент трения  $\lambda_{кп}$  определяется через число  $Re$ , но увеличивается на 15-20% вследствие присутствия песка в жидкости;  $D_B$  - внутренний диаметр обсадной колонны;  $d_H$  - наружный диаметр НКТ;  $v_{кп} = 4Q / [\pi(D_B^2 - d_H^2)]$  - линейная скорость восходящего потока жидкости в кольцевом пространстве, которая не должна быть меньше 0,5 м/с для полного выноса песка и предупреждения прихвата труб.

Потери давления в трубах  $P_1$  и кольцевом пространстве  $P_2$  могут быть определены по графику на рис. 7

Суммарный расход жидкости равен произведению числа действующих насадок  $n$  на расход жидкости через одну насадку  $q_{ж}$

Нижний предел перепадов должен обеспечить эффективное разрушение колонны, цементного камня и породы:

- не меньше 12,0-14,0 МПа для 6-мм насадок и 18,0-20,0 МПа для насадок 4,5 и 3 мм;

- при большой прочности горных пород - 18,0-20,0 МПа для 6-мм насадки и 25,0-30,0 МПа для 4,5- и 3-мм насадок.

Необходимое число агрегатов  $N$  определяется как частное от деления общей необходимой гидравлической мощности на гидравлическую мощность одного агрегата, причем для запаса берется еще один насосный агрегат:

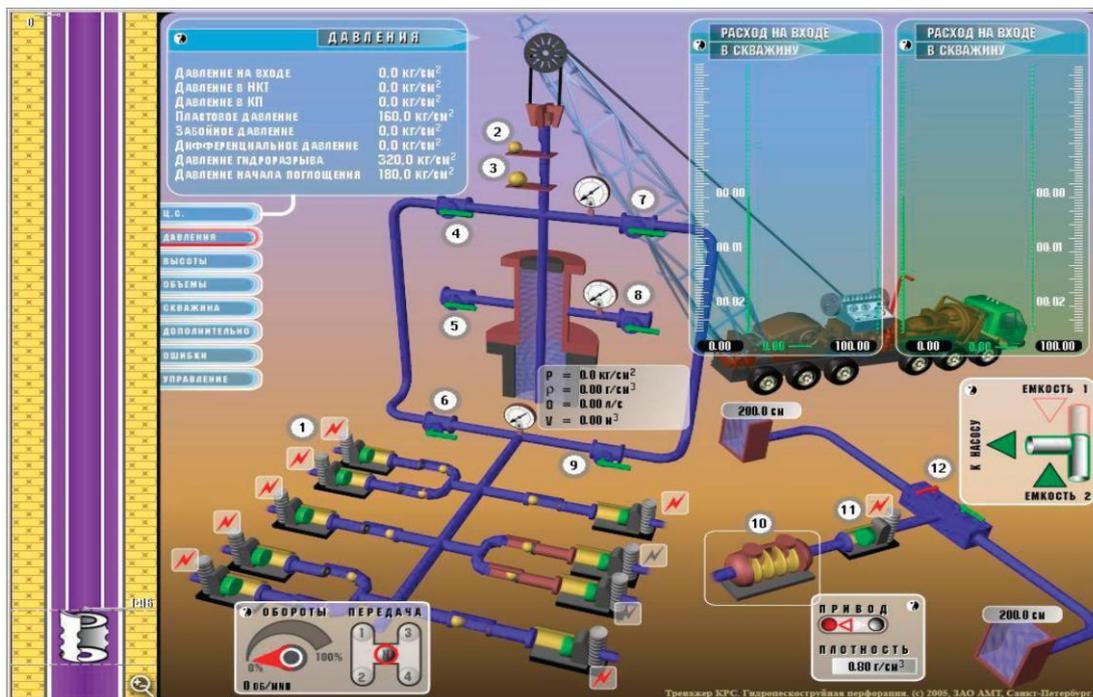
$$N = QP_y / (\eta q_a P_a) + 1$$

где  $Q$  - суммарный расход жидкости;  $P_y$  - давление на устье скважины;  $q_a$  - подача одного агрегата;  $P_a$  - давление, развиваемое агрегатом;  $\eta$  - коэффициент, учитывающий износ насосных агрегатов,  $\eta = 0,75 \div 1$ . [6]

**Задача:** В качестве объекта имитации был выбран одноинтервальный ГПП.

Для управления имитационной задачей “ГИДРОПЕСКОСТРУЙНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ” используются:

- пульт управления гидроразрывом пласта (ПГУ)
- пост устьевого арматуры (ПУА)



На рисунке экрана модели изображены следующие органы управления:

1. - насосные агрегаты;
2. - пробковый кран 3;
- 3.- пробковый кран 5;
- 4.- пробковый кран 1;
- 5.- пробковый кран 4;
6. - пробковый кран 6;
- 7.- пробковый кран 2;
- 8.- смесительная машина;
- 9.- водоподающий насос;
- 10.- переключатель емкостей.

Последовательность действий обучаемого состоит в следующем:

### 1. Установка начальных (стартовых) значений.

На посту устьевого арматуры:

- закрыть пробковый кран 3 (верхний левый)
- закрыть пробковый кран 4 (верхний правый)
- закрыть пробковый кран 5 (нижний левый)
- закрыть пробковый кран 6 (нижний правый)

На пульте гидроразрыва пласта:

- открыть пробковый кран 1 или пробковый кран 2;
- выключить привод насосной установки;
- выключить привод смесительной машины (СМ);

- выключить привод вспомогательного насоса;
- трехходовой кран в положение - емкость 0 (закрыто);
- количество насосных агрегатов -1;
- плотность раствора на задатчике плотности (в скважине)-от 1.0 до 1.5 г/см<sup>3</sup>. Плотность, заданная до “Старта”, определяет плотность раствора в скважине. Произвести “Старт” задачи.

При неверной установке начальных условий старт задачи не производится и регистрируется ошибка начальных установок.

## **2. I этап. Сброс первого шарового клапана и опрессовка наземного оборудования и НКТ.**

2.1 Поставить трехходовой кран в положение емкость 1 или 2. Задать на ПГП плотность промывочной жидкости, включить вспомогательный насос.

2.2 Осуществить сброс первого шарового клапана в НКТ (нажать кнопку “Шарик 1” на пульте ПГП). При этом шарик перекрывает верхнее отверстие в ГПП - насадке и изолирует НКТ от КП.

2.3 Открыть пробковый кран 3 или 4. Включить привод насосного агрегата и задать 1-ю скорость и обороты вала двигателя. Опрессовать НКТ на давление в 1.3 -1.6 раз превышающее рабочее давление перфорации.

2.4 После опрессовки, выключить привод насосного агрегата, вспомогательный насос и закрыть пробковые краны 3 и 4 на ПУА. На манометре давления на входе должно наблюдаться незначительное падение давления.

2.5 Закрыть пробковые краны 1, 2 на ПГП (для переключения прямой промывки на обратную).

На этом первый этап заканчивается.

## **3. II этап. Вымывание первого шарового клапана из НКТ методом обратной промывки.**

3.1 Открыть пробковый кран 1 или 2 на ПГП. При этом шланги на мультипликации перекидываются с прямой промывки на обратную.

3.2 Не изменяя плотность промывочной жидкости на ПГП. включить привод вспомогательного насоса.

3.3 На ПУА открыть пробковые краны 3 или 4, 5 или 6. Включить привод насосного агрегата и задать скорость, отличную от нейтральной и обороты вала двигателя.

3.4 Изменяя скорость и число оборотов вала двигателя, вымыть из НКТ методом обратной промывки первый шаровой клапан. Признаком вымывания шарика является не исчезновение его на мультипликации, а положение шарика в НКТ равное нулю в параметрах “Высоты”.

3.5 Выключить привод насосного агрегата и вспомогательного насоса, закрыть пробковые краны 3, 4 и 5, 6 на ПУА.

3.6 Закрыть пробковые краны 1, 2 на ПГП (для переключения обратной промывки на прямую).

На этом второй этап заканчивается.

#### **4. III этап. Сброс второго шарового клапана и закачка в скважину методом прямой промывки песчаножидкостной смеси с целью создания перфорационных отверстий в ОК, цементном кольце и породе.**

4.1 Установить на ПГП плотность песчаножидкостной смеси, включить вспомогательный насос и СМ.

4.2 Осуществить сброс второго шарового клапана в НКТ (нажать кнопку “Шарик 2” на пульте ПГП). При этом шарик перекрывает нижнее отверстие в ГПП насадке.

4.3 Открыть пробковый кран 1 или 2 на ПГП. Плотность раствора на входе должна сравняться с плотностью в смесительной машине, а шланги промывки на мультипликации перекинутся с обратной промывки на прямую.

4.4 На ПУА открыть пробковый кран 4 или 3 и 5 или 6.

4.5 Включить привод насосного агрегата и задать скорость, отличную от нейтральной и обороты вала двигателя.

4.6 Изменяя скорость, число оборотов вала двигателя для создания необходимого давления, закачать в НКТ методом прямой промывки песчаножидкостную смесь, так, чтобы она дошла до сопел в ГПП насадке. После этого включить 1-ю скорость и, постепенно подключая большее количество цементируемых агрегатов (максимум до 9-ти), создать в ГПП насадке давление начала перфорации. Песчаножидкостная смесь будет выходить через сопла с большой скоростью, создавая перфорационные каналы в ОК, цементном кольце и пласте. Время перфорации должно быть не меньше 4 минут. Признаком начала перфорации на мультипликации служит появление стрелок черного цвета, идущих от отверстий в ГПП-насадке до границы ОК. Признаком окончания перфорации может служить появление фильтрации из скважины в пласт (появляется  $AQ_{np}$  - объемный расход поглощаемого скважиной раствора), а так же удлинение черных стрелок за границу ОК .

4.7 Выключить привод насосного агрегата и вспомогательный насос, закрыть пробковые краны 3, 4, 5, 6 на ПУА.

#### **5. IV этап. Вымывание методом прямой промывки песчаножидкостной смеси из НКТ и КП скважины.**

5.1 Задать на ППП плотность промывочной жидкости, включить вспомогательный насос.

5.2 На ПУА открыть пробковый кран 3 или 4 и 5 или 6. После этого плотность на входе должна стать равной плотности промывочной жидкости.

5.3 Включить привод насосного агрегата, задать скорость, отличную от нейтральной, обороты вала двигателя и уменьшить количество ЦА с целью снижения забойного давления.

5.4 Изменяя скорость, число оборотов вала двигателя и количество насосных агрегатов для создания необходимого давления, закачать в НКТ, ОК и КП методом прямой промывки промывочный раствор до полного вытеснения им

песчаножидкостной смеси из скважины. После чего поглощение, вызванное перфорацией, должно прекратиться. Вытеснение песчано-жидкостной смеси из скважины можно контролировать по изменению плотности на выходе.

5.5 Выключить привод насосного агрегата и вспомогательный насос, закрыть пробковые краны 3, 4, 5, 6 на ПУА.

**Форма отчетности:** По результатам выполнения работы учебная бригада капитального ремонта скважин готовит отчет с описанием технологии гидropескоструйной перфорации продуктивного пласта, результатами расчетов технологических параметров и хода выполнения работы.

### **Контроль и распознавание аварийных ситуаций.**

При управлении ИМИТАТОРОМ КРС в процессе имитации гидropескоструйной перфорации возможны ошибочные действия, которые при управлении установкой КРС могли бы привести к поломкам оборудования или авариям в скважине.

Реакция ИМИТАТОРА КРС на такие ошибки состоит в следующем:

- выдается сигнал об ошибке - загорается красная лампочка на пульте бурильщика, пульте ЦС, пульте гидроразрыва пласта и стойке показывающих приборов (в инженерном варианте красный сигнал появляется в левом верхнем углу экрана);
- если ошибка приводит к изменению параметров технологического процесса, то эти изменения отражаются на показывающих контрольно-измерительных приборах (в инженерном варианте в бланках оперативной информации).
- название ошибки и начисленное штрафное время записываются 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 установки КРС) последствиям:

Аварийные ситуации 1 типа, не приводят к выходу из задачи.

В процессе истечения песчаножидкостной смеси через насадки, после того, как произошла перфорация, рекомендуется поддерживать забойное давление в следующем диапазоне:

$$P_{\text{пл}} < P_{\text{заб}} < P_{\text{пгл}} \quad (1)$$

где:  $P_{\text{пл}}$  - пластовое давление, кг/см<sup>2</sup>;

$P_{\text{заб}}$  - забойное давление, кг/см<sup>2</sup>;

$P_{\text{пгл}}$  - давление начала поглощения, кг/см<sup>2</sup>.

Нарушение диапазона ведет к появлению следующих аварийных ситуаций.

### **Поглощение.**

Если в процессе закачки песчаножидкостной смеси после появления сообщения между пластом и скважиной, забойное давление превысит давление начала поглощения (сценарий), то имеет место аварийная ситуация поглощение:

Если:  $P_{\text{заб}} > P_{\text{пгл}}$ , то выдается сообщение “ПОГЛОЩЕНИЕ” (2)

При этом стрелками на мультипликации призабойной зоны скважины показывается поступление раствора в пласт. Для ликвидации аварийной ситуации нужно, управляя расходом, снизить забойное давление.

### **Проявление.**

Если в процессе закачки песчаножидкостной смеси после появления сообщения между пластом и скважиной, забойное давление станет меньше пластового давления, то имеет место аварийная ситуация:

$$P_{\text{заб}} < P_{\text{пл}}, \quad (3)$$

то имеет место аварийная ситуация “ПРОЯВЛЕНИЕ”. При этом стрелками на мультипликации призабойной зоны скважины показывается поступление флюида из пласта в скважину. Для ликвидации аварийной ситуации нужно, управляя расходом повысить забойное давление.

### **Перегрузка насосного агрегата.**

Если в процессе работы насосного агрегата возникнет ситуация при которой давление на входе (на насосе) на данной скорости превысит максимально допустимое давление для этой скорости (берется из сценария), то происходит перегрузка насосного агрегата. При этом давление на насосе приравнивается максимально допустимому на данной скорости, а расход на входе обнуляется.

Если:  $(P_n \geq P_1 \text{ max}); (P_n \geq P_2 \text{ max}); (P_n \geq P_3 \text{ max}); (P_n \geq P_4 \text{ max})$  (4)

то имеет место аварийная ситуация “ПЕРЕГРУЗКА НАСОСНОГО АГРЕГАТА”.

Для имитации ремонта насосного агрегата необходимо выключить его привод, а потом опять включить.

### **Фатальные аварийные ситуации.**

Аварийные ситуации 2 типа, приводят к выходу из задачи.

#### **Не вовремя брошен 1-ый шарик**

Сброс 1-го шарика может осуществляться только на первом этапе работы задачи (см. п. 3.2.). Сброс шарика до перехода на 1-ый этап (на старте) является фатальной ошибкой. Если это произошло, то выдается сообщение “НЕ ВОВРЕМЯ БРОШЕН 1-ый ШАРИК”. Нужно перезапустить задачу.

#### **Не вовремя брошен 2-ой шарик**

Сброс 2-го шарика может осуществляться только на третьем этапе работы задачи (см. п. 5.3.). Сброс шарика до перехода на 3-ий этап (на старте, на 1-ом или 2-ом этапах) является фатальной ошибкой. Если это произошло, то выдается сообщение “НЕ ВОВРЕМЯ БРОШЕН 2-ой ШАРИК”. Нужно перезапустить задачу.

#### **Разрыв ОК**

Если на 2-ом этапе в процессе вымывания 1-го шарика при обратной промывке (п. 4.4.) давление на входе превысит давление разрыва эксплуатационной ОК по паспорту (сценарное значение), то имеет место фатальная аварийная ситуация “РАЗРЫВ ОК”.

Если  $P_n > P_{\text{эктах}}$ , то выдается сообщение “РАЗРЫВ ОК” (5)

где:  $P_{\text{эктах}}$ -давление разрыва эксплуатационной ОК,  $\text{кг/см}^2$  (сценарий).

### **Гидроразрыв пласта**

Если на 3-ем этапе после окончания процесса перфорации (п. 5.6.) забойное давление превысит давление гидроразрыва перфорированного пласта (сценарное значение), то имеет место фатальная аварийная ситуация “ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА”. Если  $P_{\text{заб}} > P_{\text{згр}}$ , то выдается сообщение “ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА” (6) где:  $P_{\text{згр}}$  - дополнительное давление на забое по гидроразрыву пласта,  $\text{кг/см}^2$  (сценарий).

## **ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №8**

### **Вызов притока из пласта методом свабирования**

**Цель работы:** Научиться вызывать приток флюида из продуктивного пласта снижением уровня жидкости в скважине методом свабирования.

**Исходные данные:** Задача «Имитация вызова притока из пласта» на тренажере-имитаторе капитального ремонта скважин АМТ-401.

#### **Порядок выполнения работы:**

Свабирование (поршневание) заключается в постепенном снижении уровня жидкости в скважине при помощи поршня (сваба). Поршень представляет собой трубу диаметром 25-37,5 мм с клапаном в нижней части, открывающимся вверх. На наружной поверхности поршня укреплены эластичные резиновые манжеты, армированные проволочной сеткой.

Для возбуждения скважины свабированием (поршневанием) спускают насосно-компрессорные трубы. Каждую трубу проверяют шаблоном. При спуске поршня под уровень (обычно на глубину 75-500 м) жидкость перетекает через клапан в пространство над поршнем. При подъеме его клапан закрывается, а манжеты, распираемые под действием давления столба жидкости, прижимаются к стенкам труб и уплотняются. За один подъем

выносятся столб жидкости, находящейся над поршнем на глубине погружения под уровень жидкости. Свабирование (поршневание) в 10-15 раз производительнее тартания.

При непрерывном свабировании (поршневании) уровень жидкости в скважине понижается и соответственно снижается давление на забое скважины, что вызывает приток в нее жидкости из пласта.

Если предполагается, что скважина будет фонтанировать, то используют фонтанную арматуру.

Свабирование (поршневание) применяется в следующих случаях:

- удаление бурового раствора из скважины;
- после кислотной обработки: удаление кислоты;
- после проведения гидроразрыва пласта - очистка скважины;
- после перфорирования: для удаления обломков перфоратора, шлама и для увеличения притока;
- для выявления динамического положения уровня жидкости в скважине: определение глубины установки насоса;
- для определения восстанавливаемости скважины и расчета требуемой продуктивности глубинного насоса;
- после задавливания скважины: смена тяжелой жидкости на нормальную и выравнивание давления;
- для вызова притока пластового флюида в скважину путем понижения уровня скважины и создания перепада давления на забое в системе «пласт-скважина» (освоение скважины методом свабирования);
- для определения, есть ли какой-либо приток жидкости или требуется заново проводить перфорацию;
- для разгрузки газовой скважины и удаления жидкости, которая снижает или полностью останавливает добычу газа;

- в новой скважине по обсадной колонне свабируют для удаления жидкостей: даже до того, как было проведено какое-либо заканчивание.

### **Освоение скважин методом свабирования**

Освоение скважин - комплекс работ по вызову притока жидкости (газа) из пласта в скважину, обеспечивающий ее продуктивность в соответствии с локальными (местными) добывными возможностями пласта или с достижением необходимой приемистости (для нагнетательных скважин).

После бурения, вскрытия пласта и перфорации обсадной колонны призабойная зона скважины, особенно поверхность вскрытой части пласта, бывает загрязнена тонкой глинистой взвесью или глинистой коркой. Поэтому и в результате некоторых других физико-химических процессов образуется зона с пониженной проницаемостью, иногда сниженной до нуля. Цель освоения - восстановление естественной проницаемости пород призабойной зоны и достижение притока, соответствующего добывным возможностям скважины или нормальной приемистости нагнетательных скважин.

Сущность освоения скважины заключается в создании депрессии, т.е. перепада между пластовым и забойным давлениями, с превышением пластового давления над забойным. Достигается это двумя путями: либо уменьшением плотности жидкости в скважине, либо снижением уровня (столба) жидкости в скважине. В первом случае буровой раствор последовательно заменяют водой, затем - нефтью. Во втором случае уровень жидкости в скважине снижают одним из следующих способов: тартанием желонкой или свабированием (поршневанием); продавкой сжатым газом (компрессорным способом); аэрацией (прокачкой газожидкостной смеси); откачкой жидкости штанговыми скважинными насосами или погружными центробежными электронасосами. Таким образом, можно выделить следующие шесть основных способов вызова притока:

- замена скважинной жидкости на более легкую,

- сваби́рование (поршневание),
- компрессорный метод,
- аэрация,
- откачка глубинными насосами,
- тартание.

Перед освоением на устье скважины устанавливают арматуру в соответствии с применяемым методом и способом эксплуатации скважины. В любом случае на фланце обсадной колонны устанавливают задвижку высокого давления на случай необходимости перекрытия ствола.

Сваби́рование (поршневание) заключается в постепенном снижении уровня жидкости в скважине при помощи поршня (сваба). При непрерывном сваби́ровании (поршневании) уровень жидкости в скважине понижается и соответственно снижается давление на забое скважины, что вызывает приток в нее жидкости (флюида) из пласта.

По сравнению с компрессорным способом вызова притока жидкости (флюида) из скважины применение комплекса оборудования для сваби́рования (поршневания) дает следующие преимущества:

- исключение опасности взрывов при вызове притока,
- предотвращение загрязнения окружающей среды,
- сохранение коллекторских свойств призабойной зоны,
- повышение безопасности и улучшение условий труда персонала.

**Задача «ИМИТАЦИЯ СВАБИ́РОВАНИЯ СКВАЖИНЫ»** моделирует процессы получения притока флюида из продуктивного пласта, замену старого раствора и выход флюида на поверхность.

В процессе работы учебной бригадой КРС на тренажере АМТ-401(411) контролируются правильная последовательность действий и общие аварийные ситуации. Модель имеет следующие ограничения и допущения:

- используется только одноразмерная колонна нагнетательных труб (НКТ);
- продуктивный и слабый по гидроразрыву пласт находятся на забое скважины.

Для управления имитационной задачей используются:

- пульт бурильщика;
- пульт управления ЦС;
- пост манифольда;
- пост фонтанной арматуры.

Перед запуском задачи «Имитация свабирования скважины»

учебная бригада КРС выполняет установку начальных (стартовых) условий на пультах и постах тренажера капитального ремонта скважин АМТ-401.

На посту манифольда: нет стартовых значений.

На посту фонтанной арматуры:

- закрыть пробковые краны на входе в трубы,
- закрыть пробковые краны на входе в кольцевое пространство скважины,
- закрыть пробковый кран лубрикатора,
- открыть центральный пробковый кран.

На пульте управления ЦС:

- выключить подачу насосного агрегата,
- открыть выходную задвижку сепаратора,
- плотность раствора в емкости 1 больше 0,8 г/см<sup>3</sup> (эта плотность раствора будет соответствовать стартовому значению раствора в скважине).

На пульте бурильщика:

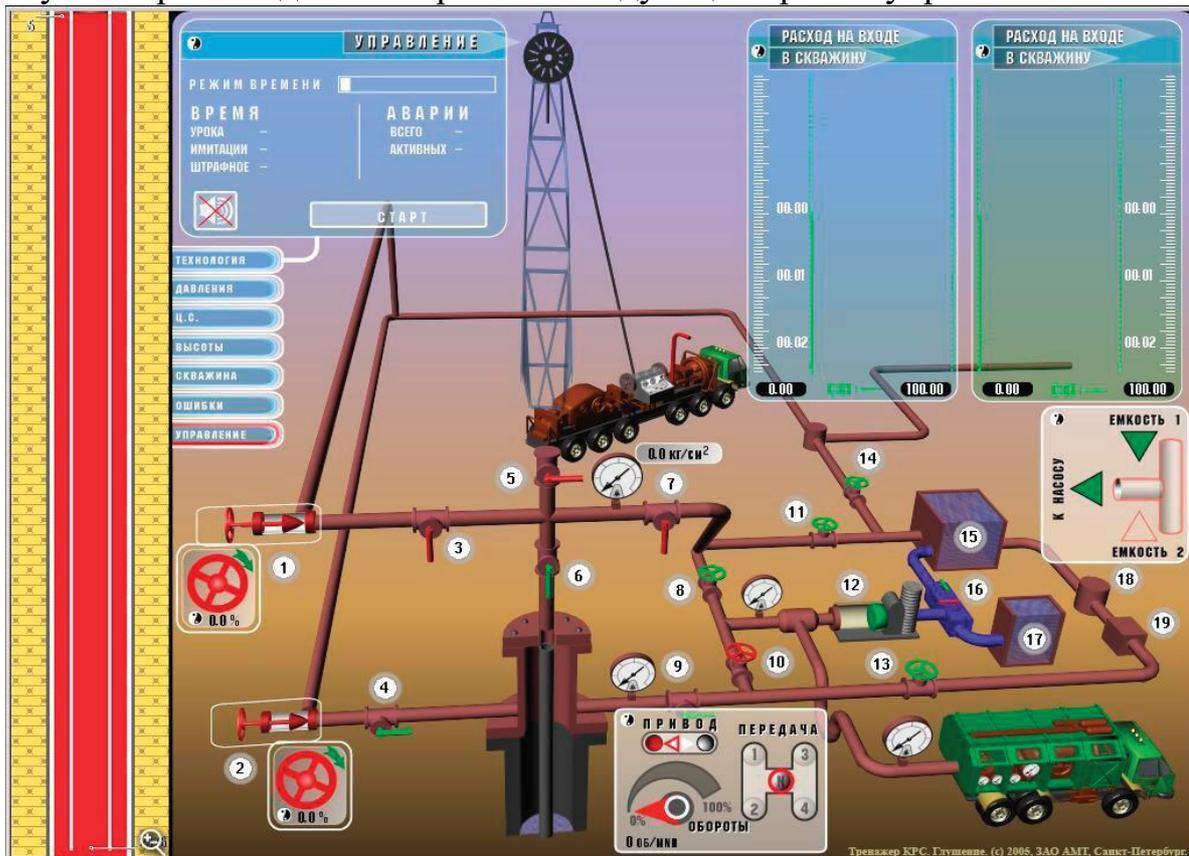
- выключить вращение лебедки,
- выключить вращение ротора,

- зажать тормоз лебедки.

При неверной установке начальных условий старт задачи не производится и выдается «Ошибка исходного положения».

После старта задачи при отсутствии ошибочной ситуации «Ошибка исходного положения» можно приступать к свабированию скважин, проделав необходимое число циклов свабирования.

На рисунке экрана модели изображены следующие органы управления:



1. дроссель 2;
2. дроссель 1;
3. пробковый кран 7;
4. пробковый кран 9;
5. лубрикаторный пробковый кран;
6. центральный пробковый кран;
7. пробковый кран 8;
8. задвижка прямой промывки;
9. пробковый кран 10;
10. задвижка обратной промывки;
11. задвижка линии обратной промывки;
12. насосный агрегат;
13. задвижка линии прямой промывки;
14. задвижка сепаратора;
15. емкость 1;

16. трехходовой кран;
17. емкость 2;
18. дегазатор;
19. блок очистки.

Процесс свабирования заключается в последовательном выполнении бурильщиком учебной бригады капитального ремонта скважин спуска сваба в НКТ под уровень жидкости в скважине и последующего подъема сваба.

**Форма отчетности:** По результатам выполнения работы учебная бригада КРС готовит отчет с описанием реализованной технологии вызова притока флюида из пласта методом свабирования, с описанием всех ошибок и способов их устранения. К отчету прикладывает журнал ошибок с записями штрафного времени.

### **Контроль и распознавание аварийных ситуаций**

В процессе имитации свабирования возможны ошибочные действия учебной бригады КРС, которые при управлении установкой КРС могли бы привести к поломкам оборудования или авариям в скважине.

Реакция на такие ошибки состоит в следующем:

- выдается сигнал об ошибке - загорается красная лампочка на пульте бурильщика, пульте ЦС, пульте гидроразрыва пласта 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 бланках оперативной информации);
- название ошибки и начисленное штрафное время учебной бригаде КРС записываются в журнал;
- все ошибки учебной бригады КРС распечатываются преподавателем и выдаются членам бригады как приложение к отчету по лабораторной работе.

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

#### **Закрыт центральный кран.**

Ситуация «Закрыт центральный кран» возникает в следующих двух случаях:

- при попытке закрыть центральный пробковый кран, когда сваб находится в скважине;
- начать спуск сваба при закрытом центральном пробковом кране (при этом спуск невозможен, пока не будет открыт центральный пробковый кран).

Реакция: сигнал ошибки, вес на крюке равен нулю (во втором случае), глубина инструмента в скважине равна нулю (во втором случае) при отжатом тормозе лебедки.

Способ устранения: открыть центральный пробковый кран.

**Закрыт лубрикаторный кран.** Ситуация «Закрыт лубрикаторный кран» возникает в следующих двух случаях:

- при попытке закрыть лубрикаторный пробковый кран, когда сваб находится в скважине;
- начать спуск сваба при закрытом лубрикаторном пробковом кране (при этом спуск невозможен пока не будет открыт лубрикаторный пробковый кран).

Реакция: сигнал ошибки, вес на крюке равен нулю (во втором случае), глубина инструмента в скважине равна нулю (во втором случае) при отжатом тормозе лебедки.

Способ устранения: открыть лубрикаторный пробковый кран.

**Скважина закрыта.** Ситуация «Скважина закрыта» возникает в следующем случае:

- при попытке поднимать сваб с жидкостью, когда нет выхода раствора в приемную (мерную) емкость (закрыты пробковые краны и дроссель 2 фонтанной арматуры на выходе раствора).

Реакция: сигнал ошибки, рост веса на крюке, глубина инструмента в скважине не меняется, рост давления в трубах (НКТ).

Способ устранения: выключить лебедку, открыть пробковый кран (дроссель 2), чтобы дать возможность выхода раствора из скважины.

**Нет возврата раствора в емкость.** Ситуация «Нет возврата раствора в емкость» возникает при попытке поднимать сваб с жидкостью, когда нет выхода раствора в приемную (мерную) емкость (закрыты пробковые краны и дроссель 2 фонтанной арматуры на выходе раствора).

Реакция: сигнал ошибки, рост веса на крюке, глубина инструмента в скважине не меняется, рост давления в трубах (НКТ).

Способ устранения: выключить лебедку, открыть пробковый кран (дроссель 2), чтобы дать возможность выхода раствора из скважины.

### **Скважина не загерметизирована.**

Ситуация «Скважина не загерметизирована» возникает в случае, когда началось проявление, а пробковые краны фонтанной арматуры на выходе из скважины не закрыты. В данном случае требуется работать через дроссель.

Реакция: сигнал ошибки, признаки проявления.

Способ устранения: закрыть пробковые краны. Работать через дроссели.

**Блокирована емкость 1.** Ситуация «Блокирована емкость 1» возникает в случае, когда работает насосный агрегат, а выходящий из скважины раствор не имеет возможности возвращаться обратно в емкость (когда неправильно закрыты или открыты какие-либо задвижки или пробковые краны).

Реакция: сигнал ошибки, есть расход на входе, но нет расхода на выходе (при условии, что уровень раствора на устье скважины). Возможен рост давления в скважине, если скважина в данной ситуации оказалась загерметизированной.

Способ устранения: закрыть или открыть необходимые пробковые краны, задвижки, дроссели.

**Включен насосный агрегат и сваб в скважине.** Ситуации «Включен насосный агрегат» и «Сваб в скважине» возникают в случае, когда сваб в скважине и при этом работает насосный агрегат.

Реакция: сигнал ошибки, глубина инструмента в скважине больше нуля, прямая циркуляция. Возможен рост давления в трубах и на входе в скважину, рост веса на крюке.

Способ устранения: выключить насосный агрегат.

**Циркуляция отсутствует.** Ситуация «Циркуляция отсутствует» возникает в следующих случаях:

- когда работает насосный агрегат и при этом закрыт трехходовой кран;
- когда работает насосный агрегат и при этом неправильно перекрыта какая-либо задвижка манифольда или пробковый кран фонтанной арматуры, что исключает возможность закачки жидкости в скважину.

Реакция: сигнал ошибки, отсутствие расхода на входе в скважину. Во втором случае возможен рост давления на входе в скважину. Как следствие во втором случае возможно возникновение ситуации «Перегруз насосного агрегата».

Способ устранения: выключить насосный агрегат или в первом случае открыть трехходовой кран или во втором случае установить состояние задвижек манифольда (открыто-закрыто) и пробковых кранов фонтанной арматуры в правильное положение.

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

- расход раствора в скважину больше, чем позволяет сопротивление бурильной колонны и скважины;
- блокирован 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 уровня давления в скважине, расход раствора падает до нуля, изменение расхода становится равным нулю.

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.

**Поглощение.** Поглощение раствора возникает при превышении забойным давлением пластового. Это происходит при неправильном выборе плотности бурового раствора или при гидроразрыве пластов ввиду высокой плотности бурового раствора. В имитаторе АМТ-401-КРС моделируется первая причина поглощения.

Реакция: сигнал ошибки, падает уровень раствора в скважине. Если есть циркуляция раствора, то 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 имитатора для выхода из ситуации уменьшить расход бурового раствора в скважину (если есть циркуляция) с целью снижения потери напора в кольцевом пространстве. Если предыдущий

способ не поможет, то продолжить циркуляцию, закачивая раствор уменьшенной плотности. В крайнем случае перезапустить задачу с новыми значениями плотности раствора в скважине и в емкости.

**Блокирован насосный агрегат.** При неправильном положении задвижек возможна ситуация, исключающая нормальную закачку раствора в скважину. Ситуация возникает при двух вариантах положения задвижек:

- заблокировано поступление раствора на вход насосного агрегата (например, закрыт трехходовой кран);
- закрыты задвижки на выходе насосного агрегата.

Реакция: сигнал ошибки, отсутствие расхода на входе, в последнем случае возникает перегрузка насосного агрегата.

Способ устранения: манипулируя задвижками, устранить блокировку насоса, затем ликвидировать последствия согласно приведенным выше правилам.

**Отсутствие раствора в емкости 1 или 2.** Если при циркуляции раствора заканчивается раствор в емкости 1 или 2, то дальнейшая циркуляция невозможна.

Реакция: сигнал ошибки, отсутствует раствор в емкости 1 или 2 (уровень равен нулю). Если есть циркуляция раствора, то величина расхода на входе равна нулю, снижается давление на входе в скважину до уровня давления в скважине.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Х.Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Макаренко П.П., Яремийчук Р.С. Освоение скважин: Справочное пособие / Под ред. Р.С. Яремийчука. М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999, 473 стр.
2. Гусман А.М. и др. Буровые комплексы. Современные технологии и оборудование: Научное издание. Екатеринбург: УГГГА, 2002, 592 стр.
3. Лаврушко П.И. Подземный ремонт скважин. М: ГНТИ нефт. и горн. - топл. лит-ры 1961, 463 стр.
4. Молчанов А.Г. Подземный ремонт скважин. М: Недра, 1986, 207 стр.
5. Сулейманов А.В. и др. Техника и технология капитального ремонта скважин. М: Недра, 1987, 315 стр.
6. Сулейманов А.Б., Карапетов К.А., Яшин А.С. Практические расчеты при текущем и капитальном ремонте скважин. М.: Недра, 1984, 224 стр.
7. Мозговой Г.С., Милькова С.Ю. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ к проведению лабораторных работ по дисциплине «Реконструкция и восстановление скважин, Самара, СамГТУ, 2015, 40 стр.
8. Шарафутдинов А.А. Совершенствование оценки эффективности совместной тренажерной подготовки персонала объектов ТЭК и личного состава пожарной охраны, Уфа, УГНТУ, 2016, 149 стр.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 1

|  |            |
|--|------------|
| <b>Дано:</b>   |            |
| <b>Насосный блок - насосный агрегат ЦА-320М-100:</b>   |            |
| <b>Подача при номин. частоте, л/с:</b>                 |            |
| на 1-й скорости  | 3          |
| на 2-й скорости  | 5,8        |
| на 3-й скорости  | 9          |
| на 4-й скорости  | 13,5       |
| <b>Давление при номин. частоте, кг/см<sup>2</sup>:</b> |            |
| на 1-й скорости  | 305        |
| на 2-й скорости  | 159        |
| на 3-й скорости  | 103        |
| на 4-й скорости  | 69         |
| Мин. частота вр. вала двигателя, 1/мин                 | 600        |
| Ном. частота вр. вала двигателя, 1/мин                 | 1700       |
| Макс. частота вр. вала двигателя, 1/мин                | 2100       |
| Кэфф. передачи вр. двигателя                           | 1          |
| Площадь емкости, м <sup>2</sup>                        | 20         |
| Высота емкости, м                                      | 2          |
| Объем емкости (площадь *высоту), м <sup>3</sup>        | 20         |
| Количество емкостей, шт.                               | 2          |
| <b>Инструмент НКТ-89:</b>                              |            |
| Кол-во НКТ в скважине, шт.                             | 396        |
| Длина НКТ, м   | 6          |
| Наружный диаметр, мм                                   | 89         |
| Толщина стенки, мм                                     | 5,5        |
| Плотность материала, г/см <sup>3</sup>                 | 7,85       |
| Предел текучести материала 70                          | 70         |
| Модуль Юнга материала 2.1000 E+11                      | 2.1000E+11 |
| <b>Противовыбросовое оборудование:</b>                 |            |
| Раб. давление фонтанной арматуры, кг/см <sup>2</sup>   | 700        |
| <b>Растворы:</b>                                       |            |
| Кэфф. сопротивл. промыв. раствора в трубах             | 0,01       |
| Кэфф. сопротивл. промыв. раствора в КП                 | 0,1        |
| Кэфф. сопротивл. цем. раствора в трубах                | 0,02       |
| Кэфф. сопротивл. цем. раствора в КП                    | 0,12       |
| <b>Ствол скважины:</b>                                 |            |
| Глубина спуска кондуктора, м                           | 460        |
| <b>Кондуктор ОК – 324К</b>                             |            |
| Наружный диаметр, мм                                   | 323        |
| Толщина стенок, мм                                     | 10         |
| Давление разрыва, кг/см <sup>2</sup>                   | 185        |
| Глубина спуска ЭК, м                                   | 2400       |
| <b>Эксплуатационная колонна ОК – 168Д</b>              |            |
| Наружный диаметр, мм                                   | 168        |
| Толщина стенок, мм                                     | 9          |
| Давление разрыва, кг/см <sup>2</sup>                   | 250        |
| Глубина верхних отверстий перфорации, м                | 2380       |
| Глубина нижних отверстий перфорации, м                 | 2392       |
| Глубина искусственного забоя, м                        | 2400       |
| Уровень раствора в скважине (от устья), м              | 0          |
| Градиент температуры, град/м                           | 0.03       |
| <b>Коллектор:</b>                                      |            |
| Тип флюида – жидкость                                  |            |
| Начальная глубина, м                                   | 2375       |
| Конечная глубина, м                                    | 2398       |
| Пластовое давление, кг/см <sup>2</sup>                 | 260        |
| Давление гидроразрыва, кг/см <sup>2</sup>              | 360        |
| Давление начала поглощения, кг/см <sup>2</sup>         | 300        |
| Кэфф. продуктивности, м <sup>3</sup> /сут/атм          | 5          |
| Обводненность коллектора, %                            | 80         |

|   |    |
|---|----|
| Кoeff. приемистости, м3/сут/атм         | 10 |
| <b>Специальная информация:</b>          |    |
| Критический объем флюида в скважине, м3 | 10 |
| Запас противодавления на пласт, кг/см2  | 10 |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2

|  |            |
|--|------------|
| <b>Дано:</b>   |            |
| <b>Насосный блок - насосный агрегат ЦА-320М-100:</b>       |            |
| <b>Подача при номин. частоте, л/с:</b>                     |            |
| на 1-й скорости  | 3          |
| на 2-й скорости  | 5,8        |
| на 3-й скорости  | 9          |
| на 4-й скорости  | 13,5       |
| <b>Давление при номин. частоте, кг/см<sup>2</sup>:</b>     |            |
| на 1-й скорости  | 305        |
| на 2-й скорости  | 159        |
| на 3-й скорости  | 103        |
| на 4-й скорости  | 69         |
| Мин. частота вр. вала двигателя, 1/мин                     | 600        |
| Ном. частота вр. вала двигателя, 1/мин                     | 1700       |
| Макс. частота вр. вала двигателя, 1/мин                    | 2100       |
| Кoeff. передачи вр. двигателя                              | 1          |
| Площадь емкости, м <sup>2</sup>                            | 20         |
| Высота емкости, м  | 2          |
| Объем емкости (площадь *высоту), м <sup>3</sup>            | 20         |
| Количество емкостей, шт.                                   | 2          |
| <b>Инструмент НКТ-89:</b>                                  |            |
| Кол-во НКТ в скважине, шт.                                 | 245        |
| Длина НКТ, м   | 6          |
| Наружный диаметр, мм                                       | 89         |
| Толщина стенки, мм   | 5,5        |
| Плотность материала, г/см <sup>3</sup>                     | 7,85       |
| Предел текучести материала 70                              | 70         |
| Модуль Юнга материала 2.1000 E+11                          | 2.1000E+11 |
| Рабочее давление опресовочного клапана, кг/см <sup>2</sup> | 200        |
| <b>Противовибросовое оборудование:</b>                     |            |
| Раб. давление устьевого арматуры, кг/см <sup>2</sup>       | 700        |
| <b>Растворы:</b>   |            |
| Кoeff. сопротивл. промыв. раствора в трубах                | 0,01       |
| Кoeff. сопротивл. промыв. раствора в КП                    | 0,1        |
| <b>Ствол скважины:</b>                                     |            |
| Глубина спуска кондуктора, м                               | 480        |
| <b>Кондуктор ОК – 324К</b>                                 |            |
| Наружный диаметр, мм                                       | 323        |
| Толщина стенок, мм   | 10         |
| Давление разрыва, кг/см <sup>2</sup>                       | 185        |
| Глубина спуска ЭК, м                                       | 1500       |
| <b>Эксплуатационная колонна ОК – 168Д</b>                  |            |
| Наружный диаметр, мм                                       | 168        |
| Толщина стенок, мм   | 9          |
| Давление разрыва, кг/см <sup>2</sup>                       | 250        |
| Глубина верхних отверстий перфорации, м                    | 1480       |
| Глубина нижних отверстий перфорации, м                     | 1492       |
| Глубина искусственного забоя, м                            | 1500       |
| Уровень раствора в скважине (от устья), м                  | 0          |
| Градиент температуры, град/м                               | 0.03       |
| <b>Коллектор:</b>  |            |
| Тип флюида – жидкость                                      |            |
| Начальная глубина, м                                       | 1475       |
| Конечная глубина, м  | 1495       |
| Пластовое давление, кг/см2                                 | 160        |
| Давление гидроразрыва, кг/см2                              | 280        |
| Давление начала поглощения, кг/см2                         | 210        |
| Кoeff. продуктивности, м3/сут/атм                          | 5          |
| Обводненность коллектора, %                                | 10         |
| Кoeff. приемистости, м3/сут/атм                            | 3          |
| <b>Специальная информация:</b>                             |            |

|   |    |
|---|----|
| Критический объем флюида в скважине, м <sup>3</sup> | 10 |
| Запас противодавления на пласт, кг/см <sup>2</sup>  | 10 |

### ПРИЛОЖЕНИЕ 3

|  |            |
|--|------------|
| <b>Дано:</b>   |            |
| <b>Вышка А – 50М</b>                                       |            |
| Грузоподъемность вышки, т                                  | 60         |
| Максимальная высота подъема элеватора, м                   | 20         |
| Длина квадрата, м  | 14         |
| Вес квадрата с вертлюгом, т                                | 1          |
| Кратность талевого системы                                 | 6          |
| Вес элеватора, талевого системы и крюка, т                 | 1          |
| Стоимость часа эксплуатации                                | 1000       |
| <b>Лебедка А – 50М</b>                                     |            |
| <b>Скорость ходового конца на 1-й скорости, м/с</b>        | 1,15       |
| на 2-й скорости  | 2,28       |
| на 3-й скорости  | 4,38       |
| на 4-й скорости  | 8,64       |
| Мин частота вр. вала двигателя, 1/мин                      | 500        |
| Ном частота вр. вала двигателя, 1/мин                      | 1800       |
| Макс частота вр. вала двигателя, 1/мин                     | 2300       |
| Средний диаметр навивки каната, мм                         | 426        |
| Диаметр тормозной шайбы, мм                                | 1000       |
| Мощность на барабане лебедки, кВт                          | 132,4      |
| Кэффициент передачи вр. Двигателя                          | 1          |
| <b>Насосный блок - насосный агрегат ЦА-320М-100:</b>       |            |
| <b>Подача при номин. частоте, л/с:</b>                     |            |
| на 1-й скорости  | 3          |
| на 2-й скорости  | 5,8        |
| на 3-й скорости  | 9          |
| на 4-й скорости  | 13,5       |
| <b>Давление при номин. частоте, кг/см<sup>2</sup>:</b>     |            |
| на 1-й скорости  | 305        |
| на 2-й скорости  | 159        |
| на 3-й скорости  | 103        |
| на 4-й скорости  | 69         |
| Мин. частота вр. вала двигателя, 1/мин                     | 600        |
| Ном. частота вр. вала двигателя, 1/мин                     | 1700       |
| Макс. частота вр. вала двигателя, 1/мин                    | 2100       |
| Кoeff. передачи вр. двигателя                              | 1          |
| Площадь емкости, м <sup>2</sup>                            | 20         |
| Высота емкости, м  | 2          |
| Объем емкости (площадь *высоту), м <sup>3</sup>            | 20         |
| Количество емкостей, шт.                                   | 2          |
| <b>Инструмент НКТ-89:</b>                                  |            |
| Кол-во НКТ в скважине, шт.                                 | 236        |
| Длина НКТ, м   | 6          |
| Наружный диаметр, мм                                       | 89         |
| Толщина стенки, мм   | 5,5        |
| Плотность материала, г/см <sup>3</sup>                     | 7,85       |
| Предел текучести материала 70                              | 70         |
| Модуль Юнга материала 2.1000 E+11                          | 2.1000E+11 |
| Рабочее давление опресовочного клапана, кг/см <sup>2</sup> | 200        |
| <b>Пакер ПНГК – 146 - 500</b>                              |            |
| Максимальный диаметр при раскрытии, мм                     | 146        |
| Давление посадки, кг/см <sup>2</sup>                       | 50         |
| <b>Противовыбросовое оборудование:</b>                     |            |
| Раб. давление фонтанной арматуры, кг/см <sup>2</sup>       | 700        |
| <b>Растворы:</b>   |            |
| Кoeff. сопротивл. промыв. раствора в трубах                | 0,01       |
| Кoeff. сопротивл. промыв. раствора в КП                    | 0,1        |
| Кoeff. сопротивл. цем. раствора в трубах                   | 0,02       |
| Кoeff. сопротивл. цем. раствора в КП                       | 0,12       |
| <b>Ствол скважины:</b>                                     |            |
| Глубина спуска кондуктора, м                               | 400        |

|   |      |
|---|------|
| <b>Кондуктор ОК – 324К</b>                          |      |
| Наружный диаметр, мм                                | 323  |
| Толщина стенок, мм                                  | 10   |
| Давление разрыва, кг/см <sup>2</sup>                | 185  |
| Глубина спуска ЭК, м                                | 1500 |
| <b>Эксплуатационная колонна ОК – 168Д</b>           |      |
| Наружный диаметр, мм                                | 168  |
| Толщина стенок, мм                                  | 9    |
| Давление разрыва, кг/см <sup>2</sup>                | 250  |
| Глубина верхних отверстий перфорации, м             | 1470 |
| Глубина нижних отверстий перфорации, м              | 1490 |
| Глубина искусственного забоя, м                     | 1500 |
| Уровень раствора в скважине (от устья), м           | 0    |
| Градиент температуры, град/м                        | 0.03 |
| <b>Коллектор:</b>                                   |      |
| Тип флюида – жидкость                               |      |
| Начальная глубина, м                                | 1465 |
| Конечная глубина, м                                 | 1495 |
| Пластовое давление, кг/см <sup>2</sup>              | 160  |
| Давление гидроразрыва, кг/см <sup>2</sup>           | 360  |
| Давление начала поглощения, кг/см <sup>2</sup>      | 200  |
| Кэфф. продуктивности, м <sup>3</sup> /сут/атм       | 5    |
| Обводненность коллектора, %                         | 10   |
| Кэфф. приемистости, м <sup>3</sup> /сут/атм         | 5    |
| <b>Специальная информация:</b>                      |      |
| Критический объем флюида в скважине, м <sup>3</sup> | 10   |
| Запас противодавления на пласт, кг/см <sup>2</sup>  | 10   |

|  |            |
|--|------------|
| <b>Дано:</b>   |            |
| <b>Насосный блок - насосный агрегат ЦА-320М-100:</b>   |            |
| <b>Подача при номин. частоте, л/с:</b>                 |            |
| на 1-й скорости  | 3          |
| на 2-й скорости  | 5,8        |
| на 3-й скорости  | 9          |
| на 4-й скорости  | 13,5       |
| <b>Давление при номин. частоте, кг/см<sup>2</sup>:</b> |            |
| на 1-й скорости  | 305        |
| на 2-й скорости  | 159        |
| на 3-й скорости  | 103        |
| на 4-й скорости  | 69         |
| Мин. частота вр. вала двигателя, 1/мин                 | 600        |
| Ном. частота вр. вала двигателя, 1/мин                 | 1700       |
| Макс. частота вр. вала двигателя, 1/мин                | 2100       |
| Кэфф. передачи вр. двигателя                           | 1          |
| Площадь емкости, м <sup>2</sup>                        | 20         |
| Высота емкости, м                                      | 2          |
| Объем емкости (площадь *высоту), м <sup>3</sup>        | 20         |
| Количество емкостей, шт.                               | 2          |
| <b>Инструмент НКТ-89:</b>                              |            |
| Кол-во НКТ в скважине, шт.                             | 396        |
| Длина НКТ, м   | 6          |
| Наружный диаметр, мм                                   | 89         |
| Толщина стенки, мм                                     | 5,5        |
| Плотность материала, г/см <sup>3</sup>                 | 7,85       |
| Предел текучести материала 70                          | 70         |
| Модуль Юнга материала 2.1000 E+11                      | 2.1000E+11 |
| <b>Противовыбросовое оборудование:</b>                 |            |
| Раб. давление фонтанной арматуры, кг/см <sup>2</sup>   | 700        |
| <b>Растворы:</b>                                       |            |
| Кэфф. сопротивл. промыв. раствора в трубах             | 0,01       |
| Кэфф. сопротивл. промыв. раствора в КП                 | 0,1        |
| Кэфф. сопротивл. цем. раствора в трубах                | 0,02       |
| Кэфф. сопротивл. цем. раствора в КП                    | 0,12       |
| <b>Ствол скважины:</b>                                 |            |
| Глубина спуска кондуктора, м                           | 400        |
| <b>Кондуктор ОК – 324К</b>                             |            |
| Наружный диаметр, мм                                   | 323        |
| Толщина стенок, мм                                     | 10         |
| Давление разрыва, кг/см <sup>2</sup>                   | 185        |
| Глубина спуска ЭК, м                                   | 2400       |
| <b>Эксплуатационная колонна ОК – 168Д</b>              |            |
| Наружный диаметр, мм                                   | 168        |
| Толщина стенок, мм                                     | 9          |
| Давление разрыва, кг/см <sup>2</sup>                   | 250        |
| Глубина верхних отверстий перфорации, м                | 2380       |
| Глубина нижних отверстий перфорации, м                 | 2375       |
| Глубина искусственного забоя, м                        | 2390       |
| Уровень раствора в скважине (от устья), м              | 0          |
| Градиент температуры, град/м                           | 0.03       |
| <b>Коллектор:</b>                                      |            |
| Тип флюида – жидкость                                  |            |
| Начальная глубина, м                                   | 2370       |
| Конечная глубина, м                                    | 2395       |
| Пластовое давление, кг/см <sup>2</sup>                 | 260        |
| Давление гидроразрыва, кг/см <sup>2</sup>              | 360        |
| Давление начала поглощения, кг/см <sup>2</sup>         | 290        |
| Кэфф. продуктивности, м <sup>3</sup> /сут/атм          | 4          |
| Обводненность коллектора, %                            | 10         |
| Кэфф. приемистости, м <sup>3</sup> /сут/атм            | 3          |
| <b>Специальная информация:</b>                         |            |
| Критический объем флюида в скважине, м <sup>3</sup>    | 10         |
| Запас противодавления на пласт, кг/см <sup>2</sup>     | 10         |

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

**Плотность и концентрация водных растворов соляной кислоты**

| Весовая доля HCl,<br>% вес. | Плотность<br>раствора, г/см <sup>3</sup><br>(при 20 °) | Молярная<br>концентрация,<br>моль/л |
|-----------------------------|--|-------------------------------------|
| 0,36                        | 1,000  | 0,099                               |
| 2                           | 1,008  | 0,553                               |
| 4                           | 1,018  | 1,118                               |
| 6                           | 1,028  | 1,692                               |
| 8                           | 1,038  | 2,276                               |
| 10                          | 1,047  | 2,872                               |
| 12                          | 1,057  | 3,481                               |
| 14                          | 1,068  | 4,100                               |
| 16                          | 1,078  | 4,729                               |
| 18                          | 1,088  | 5,370                               |
| 20                          | 1,098  | 6,022                               |
| 22                          | 1,108  | 6,686                               |
| 24                          | 1,119  | 7,364                               |
| 26                          | 1,129  | 8,049                               |
| 28                          | 1,139  | 8,746                               |
| 30                          | 1,149  | 9,455                               |
| 32                          | 1,159  | 10,170                              |
| 34                          | 1,169  | 10,903                              |
| 36                          | 1,179  | 11,643                              |
| 38                          | 1,189  | 12,381                              |

## СОДЕРЖАНИЕ

|  |         |
|--|---------|
| 1. Введение  | 2 стр.  |
| 2. Лабораторная работа № 1 «Устройство и порядок работы на тренажере АМТ-401(411)» | 3 стр.  |
| 3. Лабораторная работа № 2 «Глушение скважин»                                      | 13 стр. |
| 4. Лабораторная работа № 3 «Цементирование обсадной Колонны под давлением»         | 21 стр. |
| 5. Лабораторная работа № 4 «Разбуривание цементной пробки»                         | 32 стр. |
| 6. Лабораторная работа № 5 «Соляно – кислотная обработка скважин»                  | 37 стр. |
| 7. Лабораторная работа № 6 «Гидроразрыв пласта»                                    | 52 стр. |
| 8. Лабораторная работа № 6 «Гидропескоструйная перфорация»                         | 61 стр. |
| 9. Лабораторная работа № 7 «Вызов притока из пласта методом свабирования»          | 74 стр. |
| 10. Библиографический список   | 86 стр. |
| 11. Приложение №1  | 87 стр. |
| 12. Приложение №2  | 88стр.  |
| 13. Приложение №3  | 89 стр. |
| 14. Приложение №4  | 91 стр. |
| 15. Приложение №5  | 92 стр. |

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ к проведению лабораторных работ на  
тренажере – имитаторе капитального ремонта скважин АМТ-401(411)

Мозговой Георгий Сергеевич  
Милькова Светлана Юрьевна

«Реконструкция и восстановление скважин»  
(2 –е издание, дополненное и переработанное)

Редактор Г.В. Загребина  
Компьютерная верстка Е.Э. Парсаданян  
выпускающий редактор Н.В. Беганова

Подписано в печать 12.03.2020 г  
Формат 60x84 1/16. Бумага офсетная.  
Печать офсетная. Тираж 30 экз. Рег. № М 21/20

Государственное образовательное учреждение высшего образования  
«Самарский государственный технический университет» 443100, г. Самара, ул.  
Молодогвардейская, 244.Главный корпус

