



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-411 по  
дисциплине «**Реконструкция и восстановление скважин**»

САМАРА 2015



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

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ к проведению лабораторных работ по дисциплине «Реконструкция и восстановление скважин».  
Мозговой Г.С., Милькова С.Ю. - Самара, Самар. гос. техн. ун-т, 2015г., 40стр.

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, глушении скважин. Приведены основные формулы для расчетов параметров данных технологических процессов. Методические указания рассчитаны на студентов, обучающихся по направлению **131000.62 (21.03.01)** «Нефтегазовое дело», профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин».

## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 1

### Гидравлический разрыв пласта

**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-песконосителя;
- 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-песконосителя; объем продавочной жидкости; общую продолжительность процесса ГРП; число насосных агрегатов.

## **2. 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  $K_p$  в процессе закачки жидкости разрыва происходит гидроразрыв пласта. После разрыва пласта, не снижая давления, в скважину закачивают жидкость-песконоситель - 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:

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

где  $V_p$  - объем жидкости разрыва, м<sup>3</sup>;  $V_{жсп}$  - объем жидкости-песконосителя, м<sup>3</sup>;  $V_{пр}$  - объем продавочной жидкости, м<sup>3</sup>;  $Q$  - средний расход жидкости, м<sup>3</sup>/ч.

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

$$n = \frac{Q_{max}}{q_{ар} + 1}$$

где  $Q_{max}$  - максимальный расход жидкости в процессе ГРП;  $q_{ар}$  - 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:

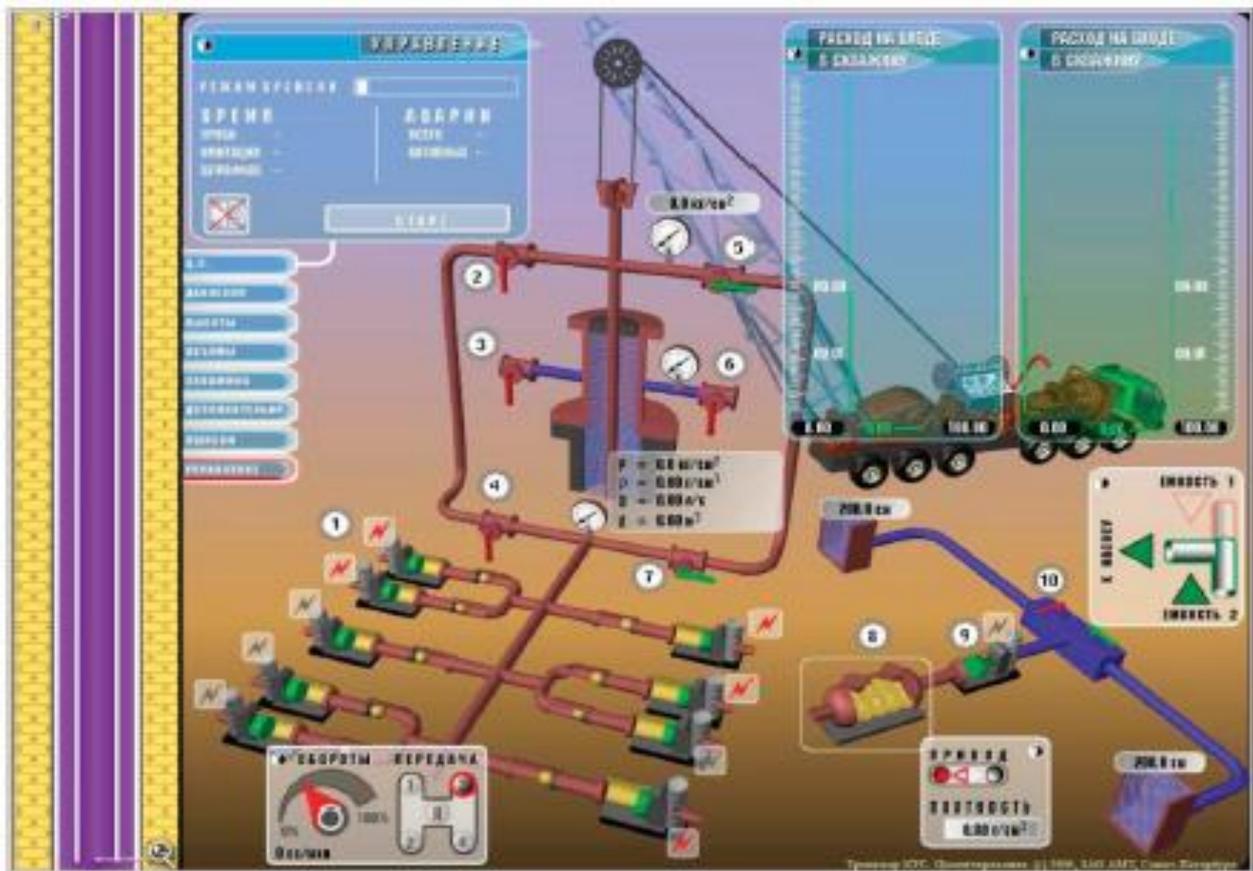
- поэтапная схема работы задачи (**строгая последовательность действий**);
- используется только одноразмерная колонна нагнетательных труб (НКТ);

- 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. 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.

## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 2

### 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 разбухания 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.

**Задача:** Задача «Имитация тампонирующего 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:

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

где  $t_{\text{ср}}$  - среднегодовая температура воздуха, °С;

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

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

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

Допустимое время цементирования рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{доп}} = 0,75 T_{\text{зат}} \quad (3)$$

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 (принимаем 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 (13,5л/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 (9л/с);

Время на затворение и продавку тампонажного раствора в пласт:

$$T = T_{\text{доп}} - (T_3 + T_B + T_0)_{\text{мин}} \quad (7)$$

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:

$$W_{тр} = Q_{пр} T \quad (8)$$

где  $Q_{пр}$  – приемистость пласта,  $м^3/мин$ .

Определим плотность тампонажного раствора по формуле:

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

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

$\rho_{ц}$  и  $\rho_{ж}$  – плотность, соответственно, тампонажного цемента и жидкости затворения,  $т/м^3$ .

Количество сухого цемента, необходимое для приготовления  $W_{тр}$ ,  $м^3$  раствора, определяем по формуле:

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

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:

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

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:

$$P = \rho gh(13)$$

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.

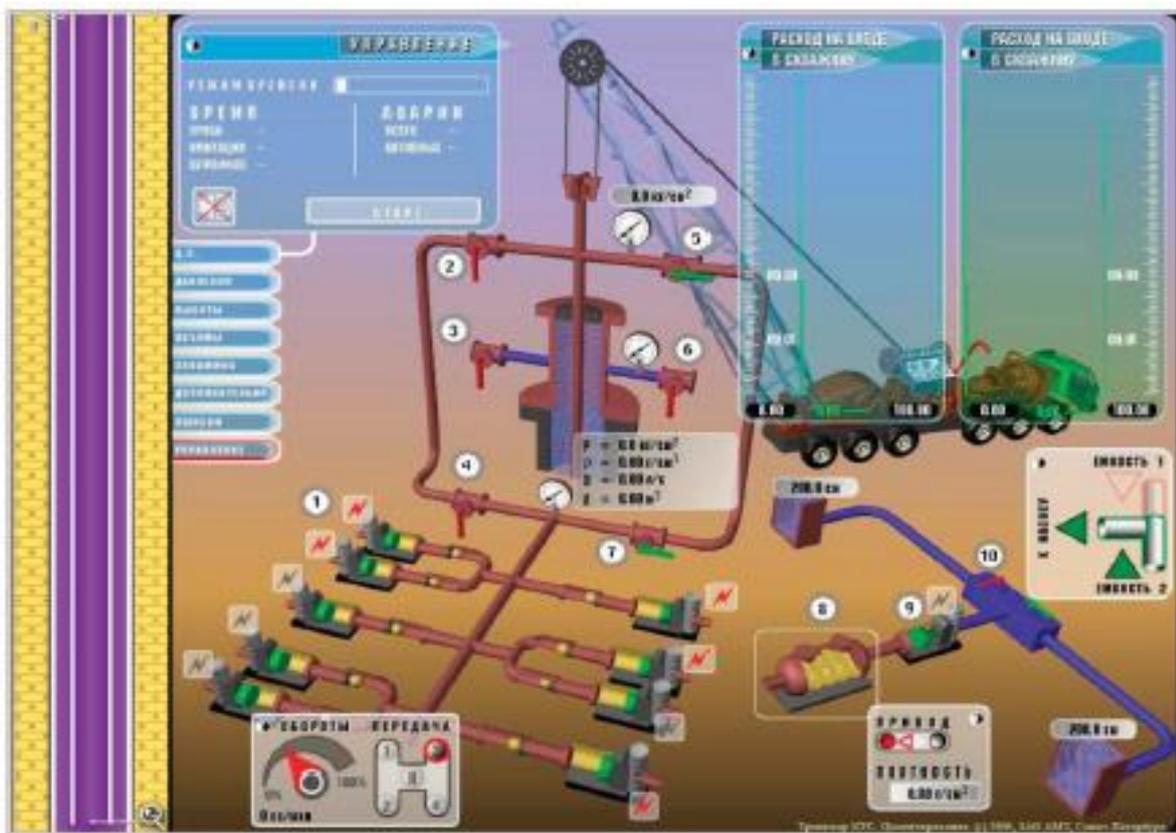
Модель имеет следующие ограничения и допущения:

- поэтапная схема работы задачи (**строгая последовательность действий**);
- используется только одноразмерная колонна нагнетательных труб (НКТ);
- тампонирувание 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, закрыть 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.

## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 3

### Соляно-кислотная обработка скважин

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

Производительность нефтяных и газовых скважин, поглощательная 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.

Первоначальная проницаемость пород пласта в процессе бурения и эксплуатации скважины под влиянием различных причин с течением времени может ухудшиться. Так при вскрытии продуктивного пласта в процессе бурения призабойная зона скважины закупоривается глинистым раствором, что приводит к снижению проницаемости пород и к уменьшению притока нефти и газа.

При эксплуатации скважин проницаемость пород призабойной зоны может ухудшиться в результате закупорки пор и трещин в породе глинистыми

частицами, парафинистыми и смолистыми отложениями.

В нагнетательных скважинах проницаемость призабойной зоны ухудшается в результате отложения в порах и трещинах породы механических примесей, содержащихся в нагнетаемой воде.

Кислотные обработки скважин предназначены для увеличения проницаемости призабойной зоны скважины, для очистки забоев (фильтров), призабойной зоны, НКТ от солевых, парафинисто-смолистых отложений и продуктов коррозии.

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.

Вначале путем закачки нефти или воды создают циркуляцию. Затем в трубы нагнетают подготовленный раствор соляной кислоты. Объем нефти, вытесненной из скважины через кольцевое пространство, измеряют в мернике. 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:

$$W_{p.p.} = ah$$

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

$h$  — эффективная толщина пласта, м.

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

$$W_{\text{ТК}} = \frac{W_{\text{р.р.}} \cdot C_{\text{р.р.}} \cdot \rho_{\text{р.р.}}}{C_{\text{ТК}} \rho_{\text{ТК}}} (1)$$

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

$\rho_{\text{ТК}}$  - 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 ( $W_{\text{в}}$ ), необходимое для получения рабочего раствора заданной концентрации определяется по формуле:

$$W_{\text{в}} = W_{\text{р.р.}} - W_{\text{ТК}} (2)$$

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.

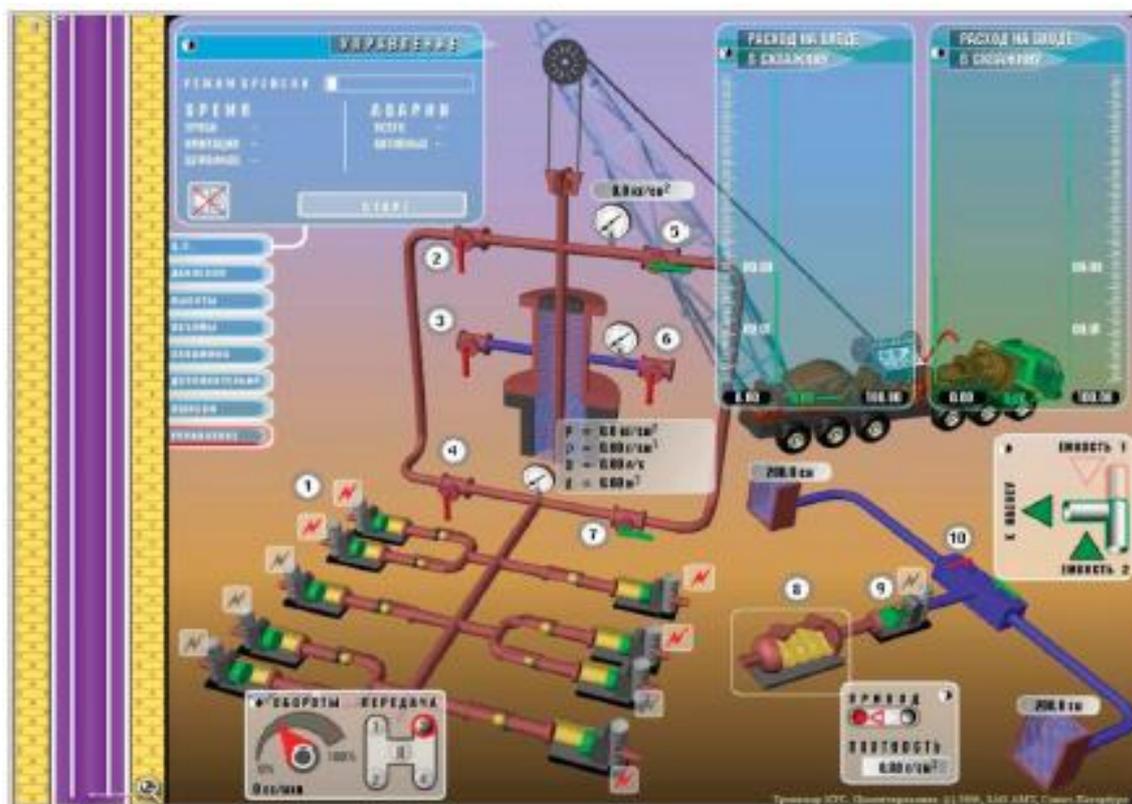
Модель имеет следующие ограничения и допущения:

- поэтапная схема работы задачи (**строгая последовательность действий**);
- используется 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. - смешительная 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 ПГП 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 ПГП 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 ПГП, 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.

## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 4

### 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.

**Исходные данные:** см. Приложение 4

Необходимо определить плотность раствора глушения, объем раствора глушения.

**Расчет параметров глушения скважины:**

Плотность раствора глушения можно определить по формуле

$$\rho_{\text{гл}} = 1,1P_{\text{пл}}/gH_{\text{в}}$$

где  $P_{\text{пл}}$  - пластовое давление, Па;  $H_{\text{в}}$  - глубина верхних отверстий перфорации, м;  $g = 9,81 \text{ м/с}^2$  - ускорение свободного падения.

Объем раствора глушения можно определить по формуле

$$W_{\text{гл}} = 1,1W_{\text{скв}},$$

где  $W_{\text{скв}}$  - объем скважины,  $\text{м}^3$ ;  $W_{\text{скв}} = W_{\text{экл}} - W_{\text{нкт}}$ .

Здесь  $W_{\text{нкт}}$  - объем жидкости, вытесняемый металлом НКТ,  $\text{м}^3$ ;  $W_{\text{экл}}$  - объем эксплуатационной колонны скважины,  $\text{м}^3$ .

**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:

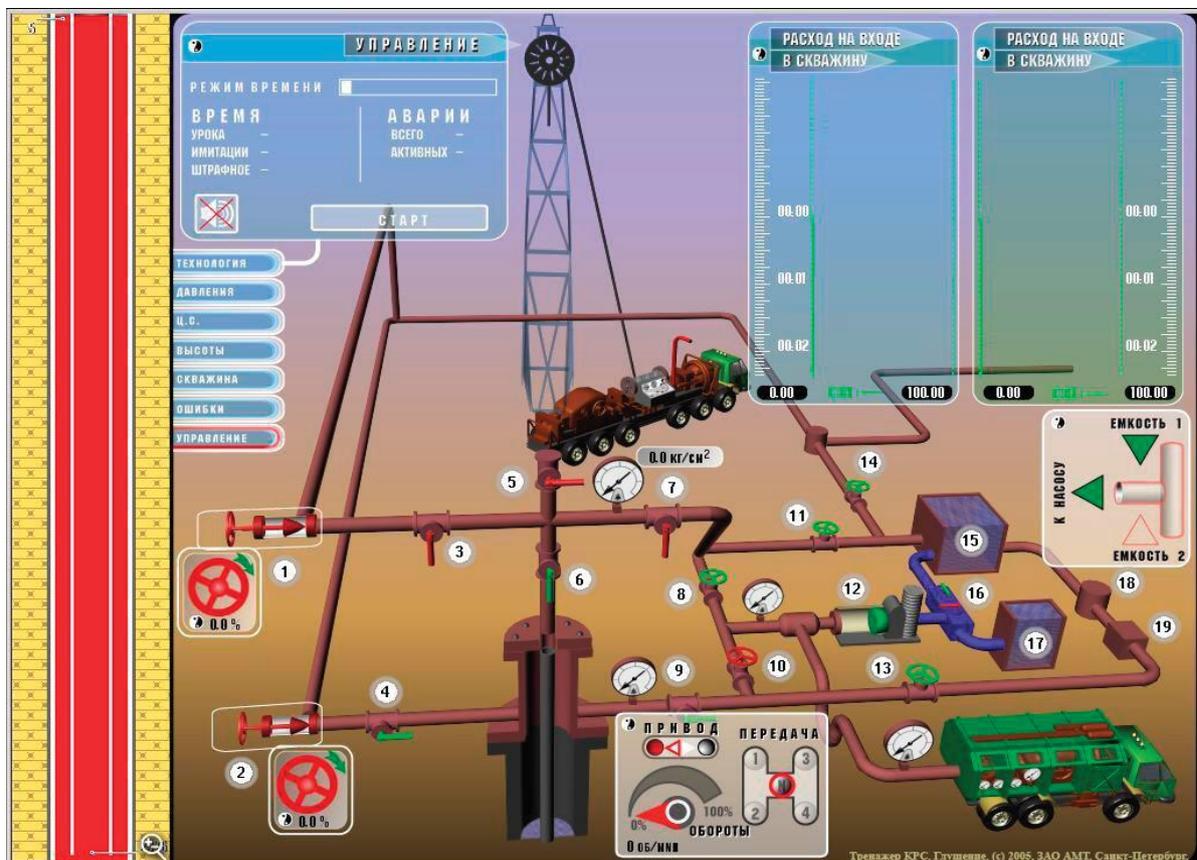
- поэтапная схема работы задачи (**строгая последовательность действий**);
- глушение осуществляется либо прямой, либо обратной промывкой;

- 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 гидropескоструйной перфорации, гидроразрыва пласта, цементирования, 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:

$$P_{заб} > P_{пгл}, \quad (2)$$

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:

$$P_{заб} < P_{пл}, \quad (3)$$

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.

### **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.

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:

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

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>;

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

Если выполняется неравенство:

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

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

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Молчанов А.Г. Подземный ремонт скважин. М: Недра, 1986, 207 стр.
2. Лаврушко П.И. Подземный ремонт скважин. М: ГНТИ нефт. и горн. - топл. лит-ры 1961, 463 стр.
3. Сулейманов А.В. и др. Техника и технология капитального ремонта скважин. М: Недра, 1987, 315 стр.
4. Сулейманов А.Б., Карапетов К.А., Яшин А.С. Практические расчеты при текущем и капитальном ремонте скважин. М.: Недра, 1984, 224 стр.
5. Самохвалов М.А. Методические указания по выполнению лабораторных работ на тренажерах-имитаторах бурения АМТ-221 и капитального ремонта АМТ-401 нефтяных скважин. Томск: Из-во ИОА СО РАН, 2008, 100 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
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.	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>	
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	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
Кoeff. продуктивности, м <sup>3</sup> /сут/атм	5
Обводненность коллектора, %	80
Кoeff. приемистости, м <sup>3</sup> /сут/атм	10
<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
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>Противовыбросовое 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/см <sup>2</sup>	160
Давление гидроразрыва, кг/см <sup>2</sup>	280
Давление начала поглощения, кг/см <sup>2</sup>	210
Кoeff. продуктивности, м <sup>3</sup> /сут/атм	5
Обводненность коллектора, %	10
Кoeff. 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

<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
Коэффициент 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
Коефф. 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>	
Коефф. сопротивл. промыв. раствора в трубах	0,01
Коефф. сопротивл. промыв. раствора в КП	0,1
Коефф. сопротивл. цем. раствора в трубах	0,02
Коефф. 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
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.	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>	
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	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
Кoeff. продуктивности, м <sup>3</sup> /сут/атм	4
Обводненность коллектора, %	10
Кoeff. 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

**Плотность и концентрация водных растворов соляной кислоты**

<b>Весовая доля HCl, % вес.</b>	<b>Плотность раствора, г/см<sup>3</sup> (при 20 °)</b>	<b>Молярная концентрация, моль/л</b>
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. Лабораторная работа № 1 « Гидроразрыв пласта»	3 стр.
2. Лабораторная работа № 2 « Цементирование обсадной колонны под давлением»	9 стр.
3. Лабораторная работа № 3« Соляно – кислотная обработка »	17 стр.
4. Лабораторная работа № 4 «Глушение скважин »	24 стр.
5. Контроль и распознавание аварийных ситуаций	29 стр.
6. Библиографический список	33 стр.
7. Приложение	34 стр.

