

Об отборе образцовой пробы из потока продукции скважины.

Чудин В.И., (НПО "НТЭС", г. Бугульма)

На нефтяных промыслах определение и прогнозирование содержания доли воды в составе добываемой продукции скважины осуществляют по пробе, отобранной из потока продукции на её устье.

При этом постоянно и закономерно возникают два вопроса. С какой достоверностью состав пробы отображает состав добытой продукции скважины? На какой интервал времени возможен прогноз состава добываемой продукции по составу отобранной пробы?

Для ответа на эти вопросы требуется сравнение состава пробы, по которой делается прогноз, с составом всего объёма добытой продукции в интервале времени между отборами проб.

Обычно, на практике, отбор проб на устье скважины производится один раз в 7 суток. За это время величина добытого объёма продукции скважины может составлять от нескольких десятков до 1000 и более м³ жидкости. Для того, чтобы сравнить состав продукции скважины в таком объёме с составом отобранной пробы, необходимо вначале накопить этот объём. Далее произвести полное разделение на воду и нефть, а затем с высокой точностью определить соотношение долей воды и нефти. Практическая реализация этого процесса для отдельной скважины является проблематичной и требует высоких затрат.

В этой работе рассматривается принцип получения образцовой пробы с минимальными затратами.

На рис. 1 показана схема, на которой описаны этапы получения образцовой пробы.

Далее более подробно рассмотрим три варианта реализации этой схемы.

На рис. 2 показана схема стенда, с помощью которого на устье скважины возможно осуществить накопление добываемой продукции с последующим отбором образцовой пробы. В процессе накопления продукции скважины должен производиться отбор проб пробоотборником ПОРТ и стандартным пробозаборным устройством (СПУ).

Из схемы видно, что в непосредственной близости от устья скважины смонтирован пробоотборник ПОРТ и СПУ. После них на трубопроводе расположен трехходовой кран 1, один выкид которого подключен к сборному трубопроводу, а другой к регулятору давления до себя. В данном процессе использование регулятора давления до себя становится очень важным, он обеспечивает поддержание рабочего давления в напорном трубопроводе на том уровне, на каком оно присутствует при движении потока в сборный трубопровод, т. е. обеспечивает сохранение режима движения продукции скважины в трубопроводе. При переключении трехходового крана 1 поток продукции скважины меняет направление своего движения и через регулятор давления до себя поступает в накопительную ёмкость. В промежуток времени, за который производится заполнение накопительной ёмкости, отбираются пробы, с помощью пробоотборника ПОРТ и СПУ. Как только произойдёт заполнение накопительной ёмкости, трехходовым краном производится переключение направления потока продукции скважины.

Отбор образцовой пробы из накопительной ёмкости производится только после равномерного распределения в ней по плотностям составляющих продукции скважины. Затем в накопительную ёмкость вводится пробоотборное устройство (см. рис. 3 и 4), после чего открывается кран 2 и с помощью поршня 3 производится вытеснение образцовой пробы продукции скважины в контейнер 4 (см. рис. 5 и 6).

Остаток продукции скважины из накопительной ёмкости удаляется насосом 5 в сборный трубопровод. Процесс завершается полным удалением со стенок и дна остатков продукции скважины.

Описанный процесс повторяют до наступления момента следующего отбора пробы.

На рис. 7 показан второй вариант получения образцовой пробы. Как и в первом варианте, пробоотборник ПОРТ и СПУ монтируются в непосредственной близости от устья скважины. После них устанавливается накопительный пробоотборник, состоящий из нескольких цилиндров. Объём каждого должен быть не менее 3 литров.

Накопление продукции производится переключением трехходового крана 6, после чего поток поступает в накопительные цилиндры. Время наполнения цилиндров T определяется отношением известного суммарного объёма накопительных цилиндров V к дебиту продукции скважины Q . За промежуток времени T , пока идет накопление продукции скважины, производится отбор проб с помощью пробоотборника ПОРТ и СПУ. После накопления продукции скважины поток переключается трехходовым краном 6 в сборный трубопровод. Затем с помощью крана 7, производится вытеснение продукции скважины в накопительную ёмкость за счет перепада давления. Аналогично варианту 1 из накопительной ёмкости отбирается образцовая проба (см. рис. 3, 4, 5 и 6).

Остаток продукции скважины удаляется в сборный трубопровод из накопительной ёмкости насосом 5 (см. рис. 8). Завершается процесс полным удалением со стенок и дна остатков продукции скважины.

Продолжительность процесса аналогична 1^{му} варианту.

На рис. 9 показан третий вариант отбора образцовой пробы. Этот вариант отличается от предыдущего только тем, что накопление жидкости производится в одном 3 литровом цилиндре и отсутствием накопительной ёмкости. Накопленная проба отбирается непосредственно в контейнер, который предназначается для доставки к месту определения состава образцовой пробы.

Продолжительность процесса аналогична предыдущим вариантам.

В нижеприведённой таблице приведены достоинства и недостатки каждого представленного варианта.

Таблица

Варианты	Достоинства	Недостатки
Вариант 1	1. Достаточно большой накопительный объём добываемой продукции скважины, что обеспечивает увеличение точности состава образцовой пробы.	1. Высокая стоимость регулятора давления и низкая надёжность его работы. 2. Высокая стоимость стенда и сложность технологии выполнения работы. 3. Необходимость выдержки продукции скважины в накопительной ёмкости для равномерного распределения её состава. 4. Высокие требования к геометрической форме накопительной ёмкости и расположению дна в пространстве. 5. Необходимость полного удаления (вручную) остатков продукции скважины из накопительной ёмкости после каждого цикла. 6. Существует вероятность нарушения режима выхода жидкости через дроссель регулятора давле-

		ния до себя. В первую очередь будут выходить маловязкие составляющие продукции скважины.
Вариант 2	<ol style="list-style-type: none"> 1. Относительно большой объём накопления добытой продукции скважины. 2. Отсутствие регулятора расхода. 3. Сохранение режима движения продукции скважины. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Высокая стоимость стенда и сложность технологии выполнения работы. 2. Необходимость выдержки продукции скважины в накопительной ёмкости для равномерного распределения её состава. 3. Высокие требования к геометрической форме накопительной ёмкости и расположению днища в пространстве. 4. Необходимость полного удаления (вручную) остатков продукции скважины из накопительной ёмкости после каждого цикла.
Вариант 3	<ol style="list-style-type: none"> 1. Отсутствие промежуточной накопительной ёмкости и проблем, связанных с её эксплуатацией. 2. Отсутствие регулятора расхода. 3. Сохранение режима движения продукции скважины. 	Небольшой накопительный объём продукции скважины.

Требования к геометрической форме и расположению в пространстве накопительной ёмкости и накопительных цилиндров.

В качестве примера на рис. 10 показаны варианты накопительных емкостей и цилиндров, заполненных водой и нефтью в соотношении 1:1. Поскольку отбор пробы производится вырезкой порции вертикального столба продукции, то из рис. 10 видно, что геометрическая форма ёмкости оказывает существенное влияние на искажение соотношения воды и нефти.

Кроме того, на рис. 11, в качестве примера, показано, какие могут быть получены дополнительные погрешности оценки состава смеси из воды и нефти, если накопительная ёмкость будет неверно расположена в пространстве.

Выводы.

1. Состав образцовой пробы должен быть определен в три раза точнее, чем состав, который подвергается оценке.
2. Накопительная ёмкость должна иметь правильные геометрические формы, а её днище должно располагаться горизонтально относительно поверхности земли.
3. Накопительная ёмкость перед каждым циклом заполнения продукции скважины должна быть полностью очищена от прежних остатков продукции скважины.
4. Наиболее предпочтительным для применения является вариант 2, а затем вариант 3.

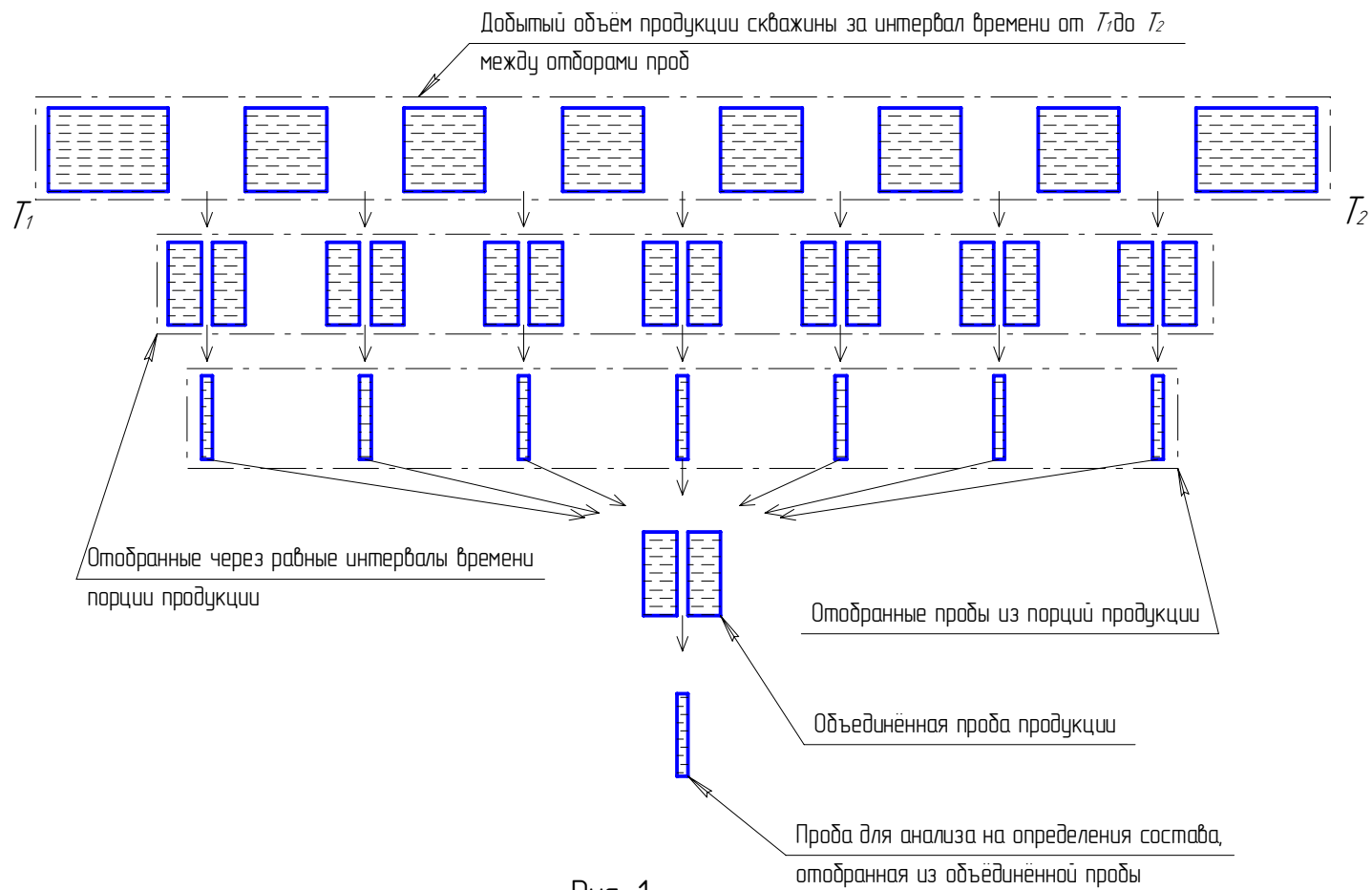


Рис. 1

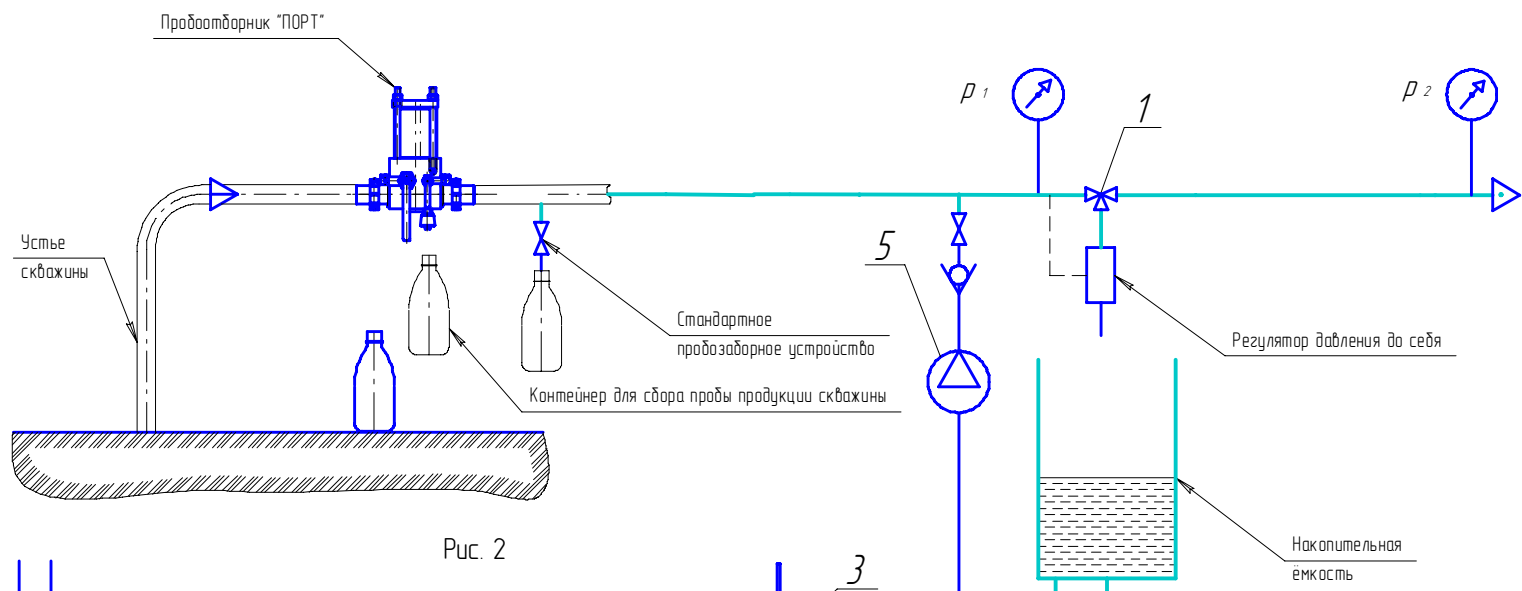


Рис. 2

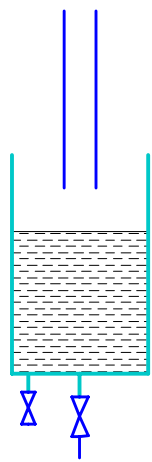


Рис. 3

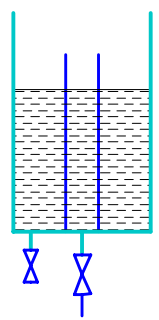


Рис. 4

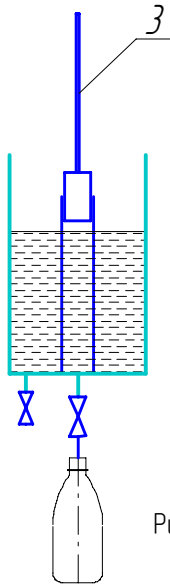


Рис. 5

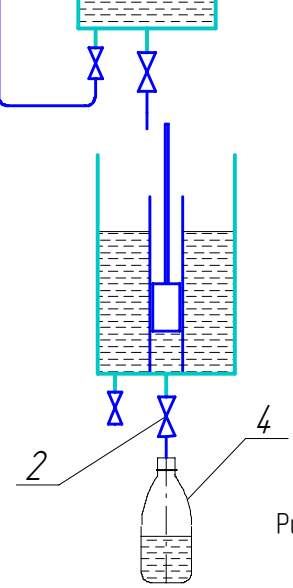


Рис. 6

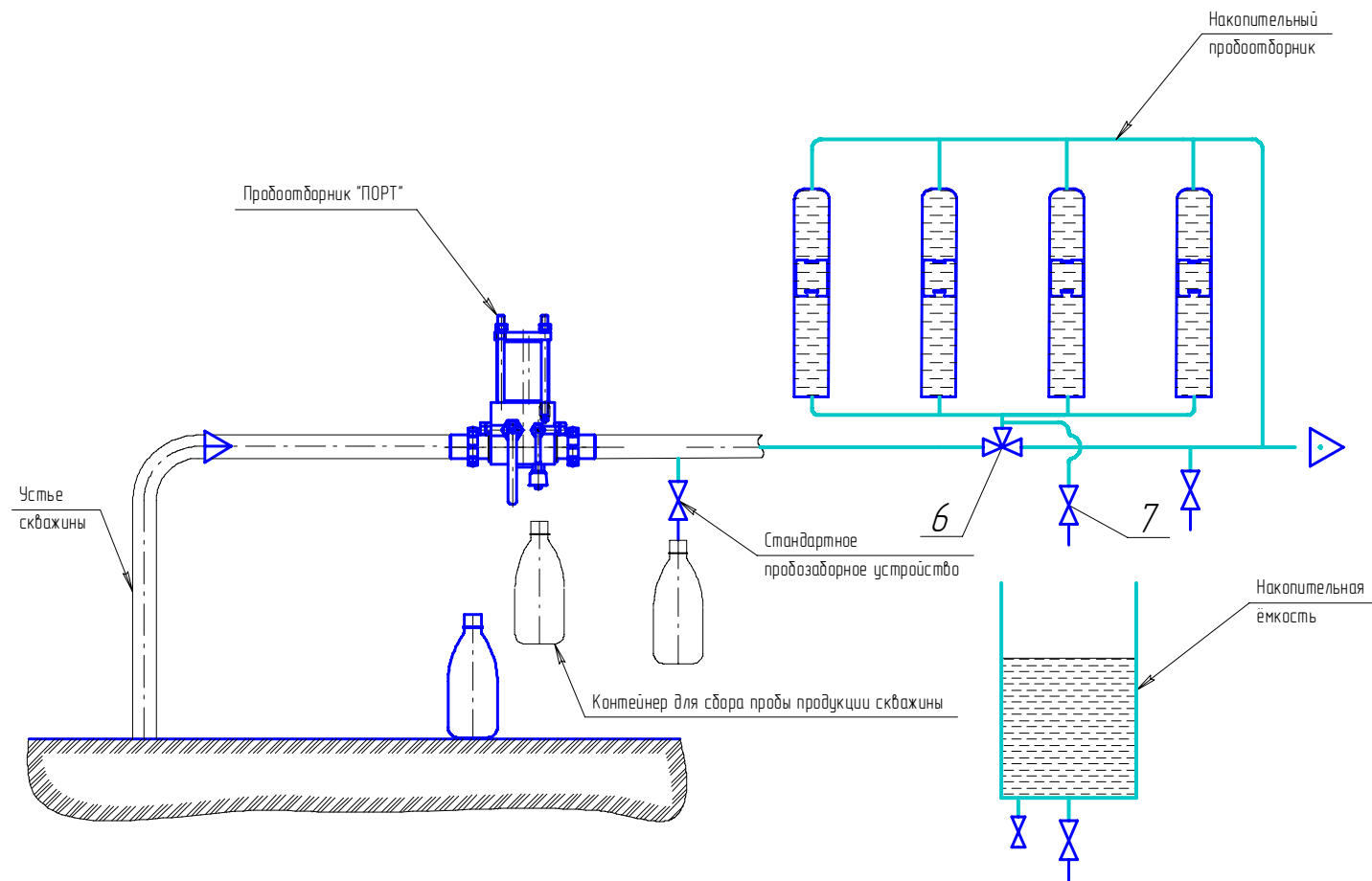


Рис. 7

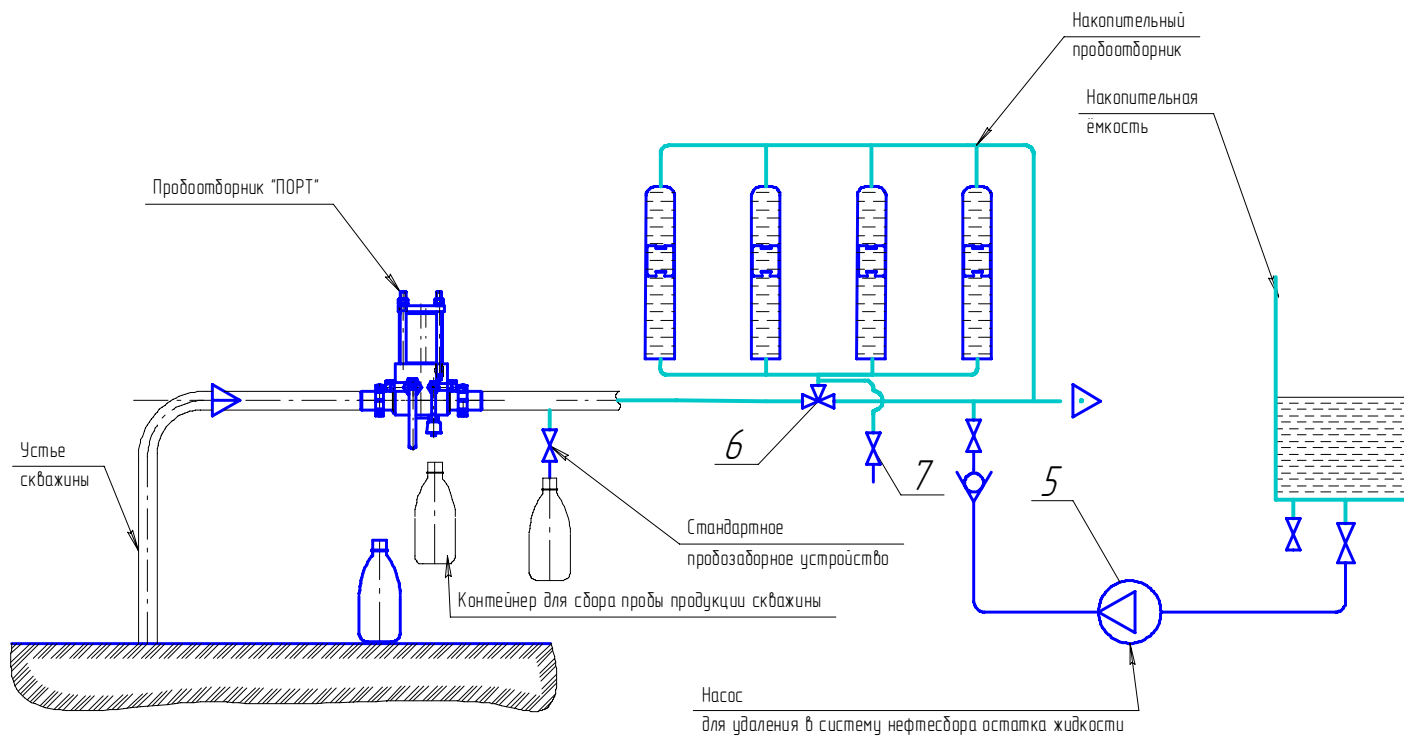


Рис.8

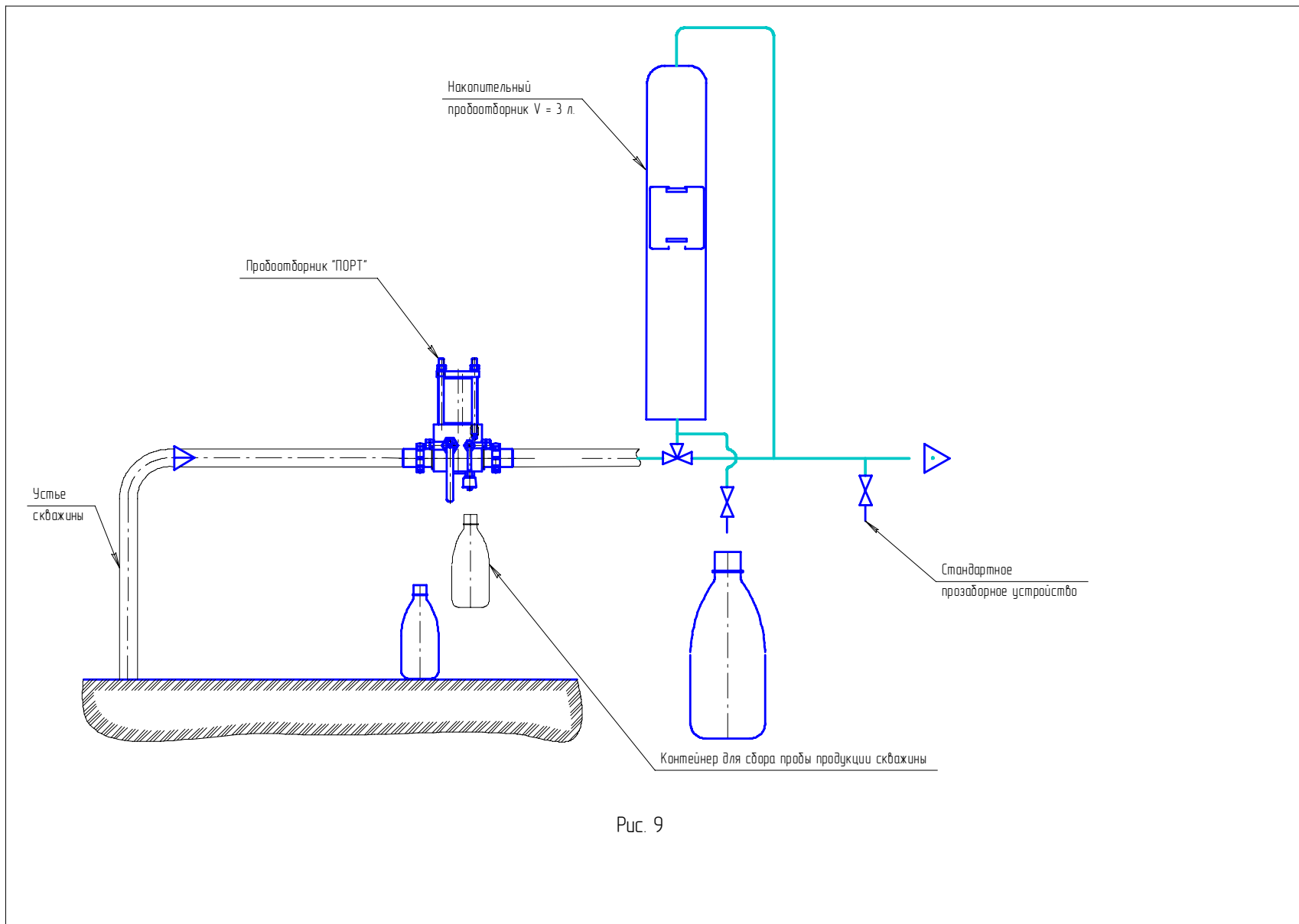


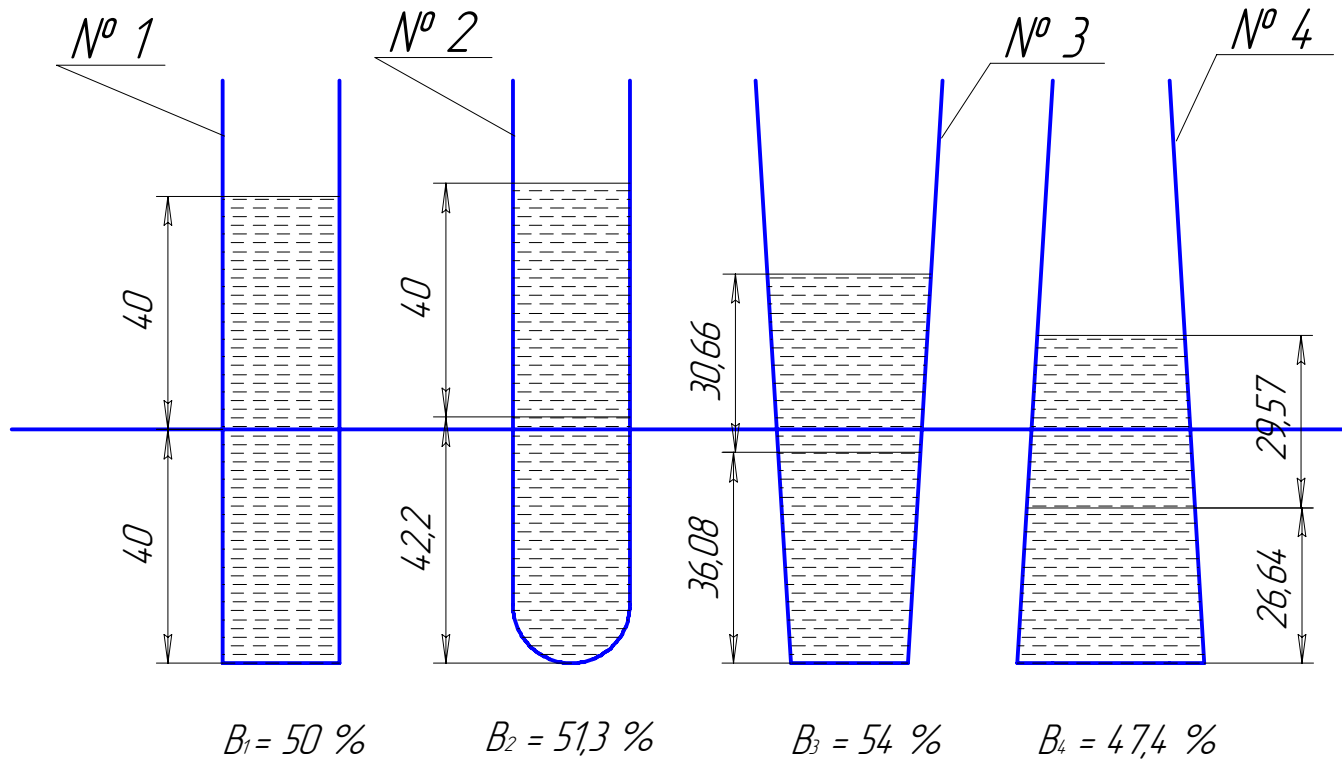
Рис. 9

Вода = 50 %
Нефть = 50 %

Вода = 50 %
Нефть = 50 %

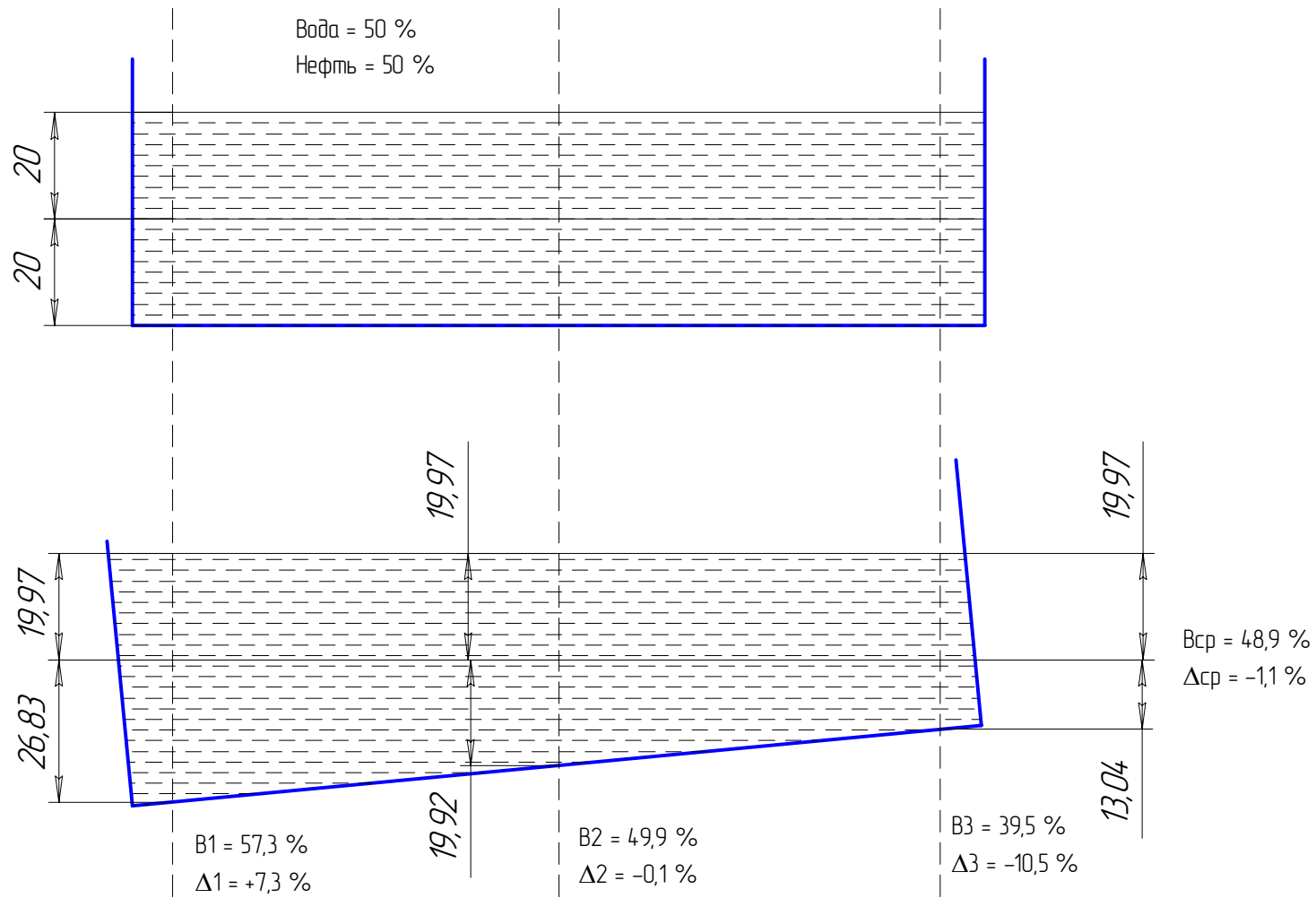
Вода = 50 %
Нефть = 50 %

Вода = 50 %
Нефть = 50 %



Где B_1 , B_2 , B_3 и B_4 – оцененное соотношение долей воды и нефти в зависимости от геометрической формы ёмкости.

Рис. 10



Где В1, В2, В3 и В4 – оцененное соотношение долей воды и нефти
в зависимости от геометрической формы ёмкости.

Рис. 11