

УДК 620.11

Об отклонении представительности пробы сырой нефти

1. О результатах исследований отклонения представительности пробы, отобранной пробоотборниками ПОРТ
2. О достоверности определения обводнённости продукции, добытой из нефтяной скважины, по пробе

О результатах исследований отклонения представительности пробы, отобранной пробоотборниками ПОРТ

Левин К.А., Тонконог М.И. (ФГУП ВНИИР)

Чудин В.И., Ушков П.В., Савленков Ю.Б. (ООО НПО «НТЭС»)

Термины и определения

1. **Точечная проба:** Порция многофазной жидкости, извлеченная из её потока, а также потока смеси, состоящей из жидкости и газа, движущейся в трубопроводе, при одном срабатывании разделительного устройства пробоотборника.
2. **Представительная проба многофазной жидкости:** Проба многофазной жидкости, извлечённая из заданного объема, идентичная по своему составу тому составу, который характеризует этот заданный объём. **Проба** (объединённая или точечная) оценивается по параметру **отклонение представительности**.
3. **Отклонение представительности:** Абсолютное отклонение состава отобранной пробы от состава представительной пробы или от состава заданного объёма, из которого была извлечена проба, выраженное в долях или в процентах.
4. **Контрольная точка:** Объем смеси, состоящий из воды, ехх₀₁ и воздуха, характеризующейся такими условиями – это давление, расход, долевого состав фаз смеси, а также неизменными термодинамическими параметрами, а именно: за время отбора точечных проб жидкости из потока этой смеси давление, температура и расход смеси остаются постоянными.
5. **Нефть сырая:** Смесь, состоящая из нефти, растворенного в ней газа и воды.
6. **Нефтегазоводяная смесь:** Смесь, состоящая из сырой нефти и свободного газа.

До настоящего времени остается актуальной решение проблемы определения долевого состава сырой нефти в составе нефтегазоводяной смеси, добываемой из нефтяной скважины.

Одним из способов определения долевого состав сырой нефти, находящейся в потоке нефтегазоводяной смеси, может быть, способ переноса результата состава объединенной пробы сырой нефти на объем сырой нефти, из которой эта проба была отобрана.

Целью выполненной работы, описанной в статье, являлось изучение величины абсолютного отклонения от представительности объединенной пробы сырой нефти, отобранной ручным и автоматическим пробоотборниками, соответственно, ПОРТ-6-3-420-4,0 и ПОРТ-7-3-420-4,0-Д2 (в

дальнейшем, соответственно, РП и АП). В этих пробоотборниках реализовано техническое решение, позволяющее осуществлять отбор точечной пробы потока нефтегазоводяной смеси с его полного поперечного сечения в одном из двух его геометрических размеров.

Отклонение представительности пробы в исследованиях определялось как абсолютное отклонение состава отобранной пробы от состава заданного объема, в потоке, формируемом Государственным первичным специальным эталоном массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011 (далее ГЭТ 195), держателем которого является ФГУП ВНИИР, г. Казань.

В качестве нефтегазоводяной смеси при исследовании была использована газожидкостная двухфазная трехкомпонентная смесь, состоящая из воды, заменителя нефти Exxol D100 и воздуха с параметрами, указанными в таблице 1.

Таблица 1

№ контрольной точки	Массовый расход жидкости, т/ч	Объемная доля воды в жидкой фазе ГЖС, %	Объемная доля газа в ГЖС, %	
1	5,0	57,0	0,0	
2			8,0	
3			20,0	
4			30,0	
5	3,5		0,0	
6			10,0	
7			20,0	
8			30,0	
9	2,5		0,0	
10			10,0	
11			20,0	
12			30,0	
13	5,0		23,5	0,0
14				8,0
15				20,0
16				30,0
17	3,5			0,0
18				10,0
19				20,0
20				30,0
21	2,5			0,0
22				10,0
23				20,0
24				30,0

При этом были приняты допускаемые отклонения задания параметров потока на эталоне:

- массового расхода жидкости не более чем на $\pm 2,5 \%$;
- объемной доли воды не более чем на $\pm 3,5 \%$;
- объемной доли газа не более чем $\pm 3,5 \%$.

Для исследования отклонения представительности пробоотборниками принималось ряд условий, а именно:

Для РП в каждой контрольной точке расхода (см. табл. 1) после установления стационарного режима течения, на протяжении 5 минут отбирались точечные пробы, которые формировались в объединенную пробу объемом от 800 до 1000 мл.

Для АП в контрольных точках начиная со 2 по 12 (см. табл. 1), после установления стационарного режима течения, на протяжении 5 минут отбирались точечные пробы, которые формировались в объединенную пробу объемом от 800 до 1000 мл.

В каждой контрольной точке расхода определялось отклонение представительности объединенной пробы, отобранной РП и АП. Отклонение представительности объединенной пробы определялось по формуле

$$\Delta = W_i - W_i^{ref},$$

где W_i – объемная доля воды в объединенной пробе, отобранной в i контрольной точке, %;

W_i^{ref} – объемная доля воды в заданном объеме, воспроизведенном ГЭТ 195 в i контрольной точке, %.

Результаты исследований отклонения представительности пробы представлены в таблице 2, а также в графическом виде на рисунках 1 и 2.

Отклонение представительности пробы оценивалось относительно объемной доли воды.

Результаты исследований отклонения представительности пробы

Таблица 2

№ контрольной точки	Время, чч:мм		Массовый расход жидкости, т/ч	Объемная доля воды в жидкой фазе в ГЖС, %	Объемная доля газа в ГЖС, %	Объемная доля воды в пробе, отобранной пробоотборником РП, %	Объемная доля воды в пробе, отобранной пробоотборником АП, %	Отклонение представительности пробы, отобранной РП, %	Отклонение представительности пробы, отобранной АП, %
	начало	окончание							
1	10:38	10:43	5,12	55,81	0	56,28	-	0,46	-
2	11:12	11:17	4,88	57,06	8,18	58,95	57,14	1,88	0,07
3	11:31	11:36	5,06	57,04	21,30	58,54	57,14	1,49	0,09
4	11:56	12:01	4,75	57,29	32,86	57,69	57,41	0,39	0,11
5	13:22	13:27	3,53	59,95	0	61,22	61,86	1,26	1,90
6	13:37	13:42	3,55	58,52	10,11	59,38	59,32	0,85	0,79
7	13:54	13:59	3,48	58,40	21,65	60	60,94	1,59	2,53
8	14:08	14:13	3,49	58,53	27,09	59,04	60	0,50	1,46
9	14:27	14:32	2,64	57,82	0	60	61,19	2,17	3,36
10	14:41	14:46	2,48	59,19	7,20	60,61	61,33	1,41	2,13
11	15:06	15:11	2,37	60,36	19,44	61,54	62,2	1,17	1,83
12	15:24	15:29	2,61	59,94	32,39	61,36	61,02	1,41	1,07
13	10:38	13:54	5,19	22,76	0	23,23		0,46	
14	10:43	13:59	5,06	21,93	7,26	21,64		-0,28	
15	11:12	14:08	5,07	22,65	19,95	22,09		-0,56	
16	11:17	14:13	4,78	22,66	30,77	22,36		-0,30	
17	11:31	14:27	3,58	19,03	0	19,00		-0,03	
18	11:36	14:32	3,65	20,64	9,43	21,59		0,94	
19	11:56	14:41	3,37	20,13	18,71	21,68		1,54	
20	12:01	14:46	3,48	20,90	26,89	20,98		0,07	
21	13:22	15:06	2,62	24,57	0	27,27		2,69	
22	13:27	15:11	2,52	27,09	6,91	28,57		1,47	
23	13:37	15:24	2,23	19,06	19,36	20,87		1,81	
24	13:42	15:29	2,70	22,14	28,18	23,75		1,60	

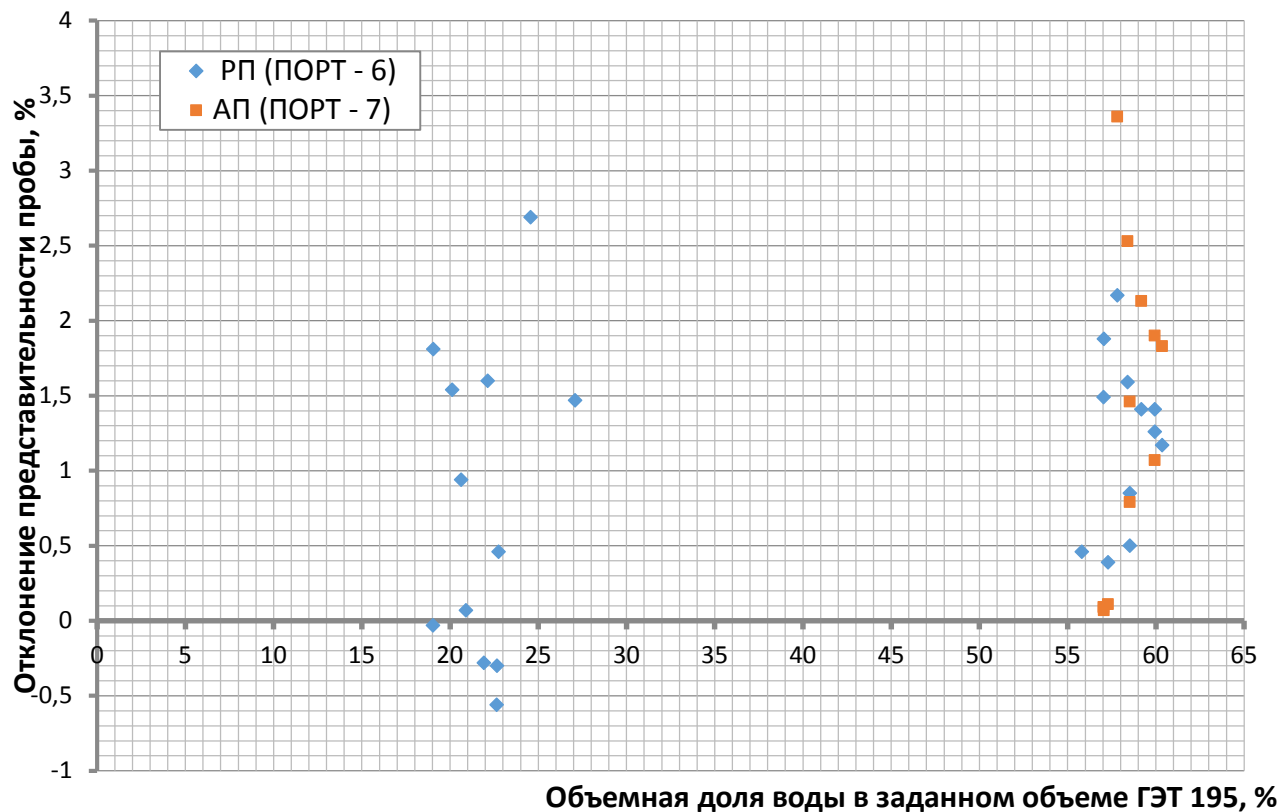


Рисунок 1 -Результаты исследований отклонения представительности пробы, отбираемой РП и АП

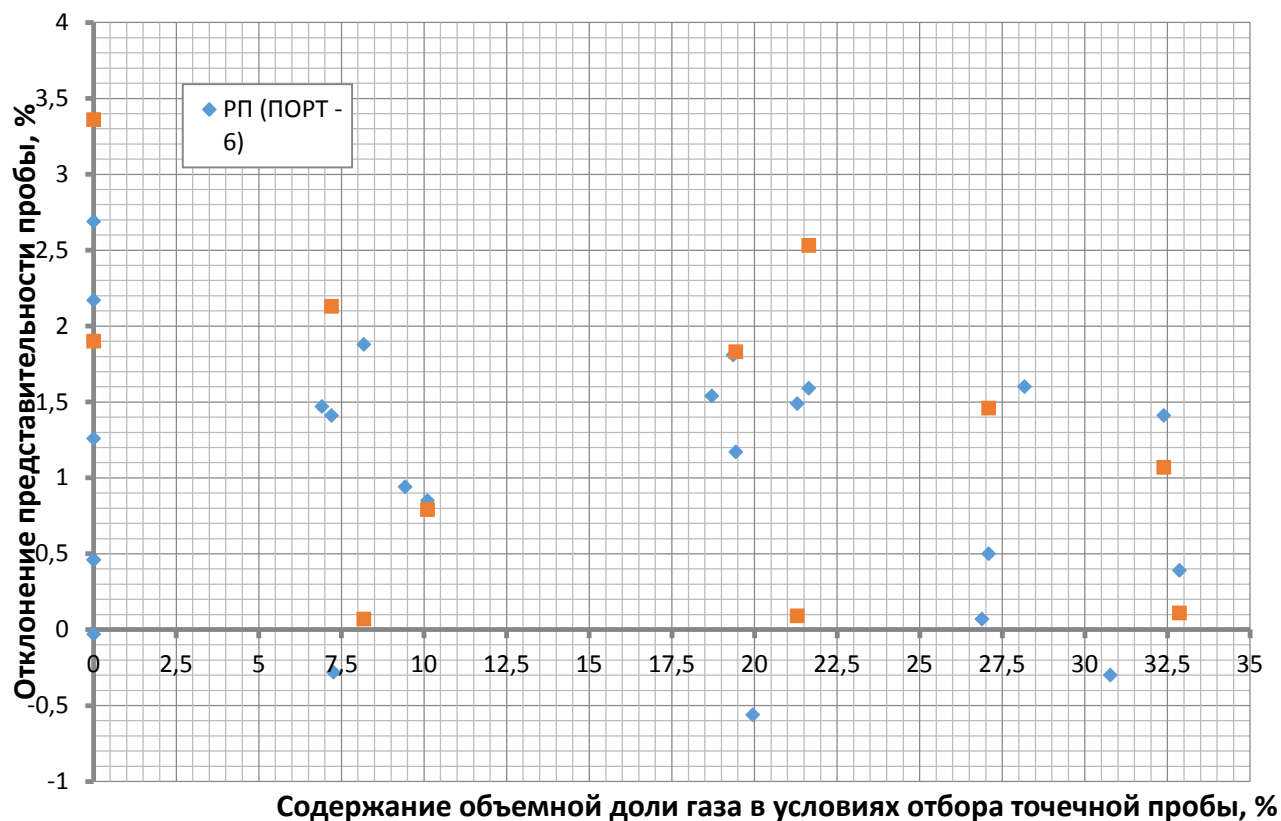


Рисунок 2 - Результаты исследований отклонения представительности пробы,

отбираемой РП и АП

Как видно из результатов исследований, представленных в таблице 2, а также на рис. 1 и 2, основной массив результатов отклонения представительности объединённой пробы лежит в границах от минус 0,56 до 1,83 %, что достаточно для достоверности прогнозирования объема добываемой нефти и воды в составе сырой нефти или нефтегазоводяной смеси.

Из 24 объединённых проб для 4 проб отклонение представительности достигло значения 2,13 % и 3,36 %, что может быть обусловлено случайными составляющими.

Исследования показали, что одним из достоверных способов решения проблемы определения долевого состава сырой нефти, находящейся в объёме нефтегазоводяной смеси, является отбор её объединённой пробы из потока нефтегазоводяной смеси с помощью пробоотборника ПОРТ.

О достоверности определения обводнённости продукции, добытой из нефтяной скважины, по пробе

Чудин В.И., Ушков П.В., Шаталов В.А., Жилиев О.В. (ООО НПО «НТЭС»)

Термины и определения

7. **Точечная проба:** Порция многофазной жидкости, извлеченная из её потока, а также потока смеси, состоящей из жидкости и газа, движущейся в трубопроводе, при одном пробоотборного устройства.
8. **Представительная проба многофазной жидкости:** Проба многофазной жидкости, извлечённая из заданного объема, идентичная по своему составу тому составу, который характеризует этот заданный объём. **Проба** (объединённая или точечная) оценивается по параметру **отклонение представительности**.
9. **Отклонение представительности:** Абсолютное отклонение состава отобранной пробы от состава представительной пробы или от состава заданного объёма, из которого была извлечена проба, выраженное в долях или в процентах.
10. **Нефть сырая:** Смесь, состоящая из нефти, растворенного в ней газа и воды.
11. **Нефтегазоводяная смесь:** Смесь, состоящая из сырой нефти и свободного газа.
12. **Продукция скважины:** Нефтегазоводяная смесь.
13. **Стандартный пробоотборник:** Устройство пробоотборное, которое в массовом количестве применяется на устье нефтяной скважины для отбора точечной пробы из потока нефтегазоводяной смеси. Устройство представляет из себя следующую конструкцию – отверстие в нефтепроводе, к которому с наружной стороны приварен патрубок. На конце патрубка закреплено запорное гидравлическое устройство в виде вентиля или шарового крана. Существует два варианта исполнения такого пробоотборника – один вариант содержит в потоке пробозаборное устройство, например, щелевого типа, которое установлено перпендикулярно сечению трубопровода (потока), а другой вариант не имеет пробозаборного устройства.

Проблема определения доли нефти и воды в составе объема добытой продукции из нефтяной скважины остается актуальной по настоящий момент времени.

На основании информации, о добытой доли нефти и воды, осуществляется выбор оптимального режима добычи нефти, а также производится контроль за процессом разработки нефтяного месторождения и появляется возможность управления им. Без этой информации невозможно оценить эффективность применения технологий повышения нефтеотдачи продуктивного пласта и ограничения водопритока, а также определить уровень рентабельности эксплуатации скважины.

Основным способом определения обводнённости продукции, добытой из нефтяной скважины, на большей части фонда эксплуатационных скважин до сих пор остается перенос состава пробы сырой нефти на добытый её объем.

Устройство, способ и методика отбора пробы сырой нефти на устье нефтяной скважины, применяемые в нефтяных компаниях России и СНГ, примерно одинаковы.

Устройство, которое до настоящего момента времени массово применяется для отбора пробы сырой нефти из потока продукции скважины на её устье, представляет из себя отверстие в нефтепроводе, патрубком для подсоединения запорного устройства. Для повышения представительности пробы сырой нефти в отдельных случаях перпендикулярно потоку в сечении нефтепровода устанавливается щелевое пробозаборное устройство (см. рисунок 1).

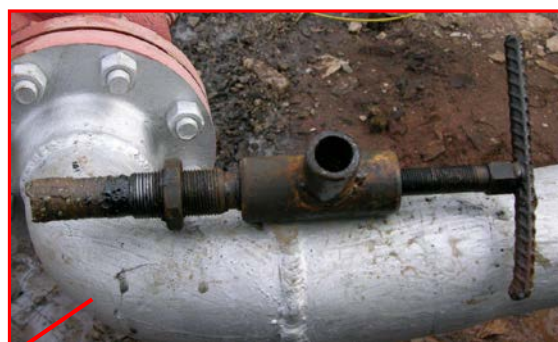


Рисунок 1 – Общий вид устройства для отбора пробы сырой нефти на устье скважины, которое используется на фонде скважин нефтяных компаний

В дальнейшем такое устройство будем называть Стандартным пробоотборником.

Начало отбора и прекращение отбора пробы сырой нефти регулируется оператором в ручном режиме. Проба сливается в пробосборник, в полости которого присутствует атмосферное давление. Соответственно, при осуществлении слива на участке отбора пробы возникает большой перепад давления, который не позволяет выполнять условие изокинетичности при отборе пробы. Пробосборник, как правило, представляет из себя промежуточную емкость большой вместимости. Большая вместимость емкости выбирается из соображений предотвращения разлива продукции скважины в окружающее пространство. Дело в том, что слив пробы из нефтепровода происходит под

действием высокого перепада, вызывающего интенсивное расширение выходящего свободного газа и выделения газа в свободное состояние из растворенного в нефти. Эти процессы также вызывают интенсивное пенообразование слитого объема пробы. Затем слитая проба, после её отстоя, переливается в другой пробосборник меньшего объема. При этом часть сырой нефти остается на стенках первого пробосборника, соответственно, это еще один этап снижения представительности пробы сырой нефти.

Что же представляет из себя традиционная методика отбора пробы сырой нефти Стандартным пробоотборным устройством?

Отбор пробы сырой нефти состоит из следующих процедур и операций.

- Отбор одной точечной пробы сырой нефти из потока продукции нефтяной скважины. Величина объема точечной пробы сырой нефти не нормируется.
- Предполагается, что одна точечная проба сырой нефти тождественна объединённой пробе сырой нефти, которая бы отбиралась за период, в течении которого добывалась нефть.
- Точечная проба сырой нефти доставляется в химико-аналитическую лабораторию, в которой определяется доля нефти и воды в этой пробе.
- Затем результат состава этой одной точечной пробы сырой нефти переносится на весь объем добытой сырой нефти, за время прохождения которого отбирались пробы сырой нефти. Как правило, этот период составляет от 3 до 7 суток.

Как видно из вышеизложенного, такое устройство, способ и методика отбора пробы сырой нефти имеет только одно преимущество – это низкая стоимость устройства и процесса отбора пробы сырой нефти.

В литературе и других информационных источниках скупно и редко приводятся сведения о представительности пробы сырой нефти, отобранной таким способом и методом. В этих сведениях не приводятся величины отклонения представительности пробы сырой нефти. Представительность пробы сырой нефти оценивается по двум критериям – «хорошая» или «плохая».

На протяжении многих лет осуществляются попытки создания и внедрения пробоотборных устройств, которые могли бы существенно улучшить представительность пробы сырой нефти, отбираемой из потока продукции скважины. Как правило, предлагаются только устройства отбора пробы сырой нефти. Предложений методики отбора сведений не обнаружено. Предлагаемые различными авторами пробоотборные устройства по своему составу и конструкции сложнее Стандартного и, конечно, будут дороже. Поскольку стоимость их заведомо выше существующего Стандартного пробоотборника, то этот фактор вызывает сопротивление нефтяных компаний при их массовом внедрении.

Целями выполненной работы, которая частично описана в этой статье, является следующее:

1. Выяснить истинную величину отклонения представительности пробы сырой нефти, отобранной Стандартным пробоотборником.
2. Определить основной влияющий фактор на отклонение представительности пробы сырой нефти.

3. На основании результатов исследований создать пробоотборник, который имел бы привлекательное соотношение для массового внедрения в нефтяных компаний – это «стоимость + отклонение представительности», что позволило бы постепенно выполнять замену Стандартного пробоотборника на новый.

В материале этой статьи представлены результаты исследований отклонения представительности пробы сырой нефти, отобранной Стандартным пробоотборником на устье скважин в различных условиях режима движения потока продукции и её подъема из скважины. Пробы сырой нефти отбирались на устье скважин, эксплуатируемых как в режиме непрерывного подъема из неё сырой нефти, так и в периодическом.

За образцовую представительную пробу сырой нефти принималась объединённая проба сырой нефти, отобранная автоматическим пробоотборником ПОРТ-7-1-120-4,0 (в дальнейшем ПОРТ).

Выбор пробоотборного устройства типа ПОРТ, позволяющего отобрать образцовую представительную пробу сырой нефти из нефтегазоводяного потока продукции скважины, был основан на результатах исследования зависимости отклонения представительности проб, отобранных этим автоматическим пробоотборником, при испытаниях на государственном многофазном эталоне ГЭТ 195-2011 [1].

Для условий, когда подъем продукции из скважины осуществлялся в непрерывном режиме, этим пробоотборником отбор точечных проб сырой нефти осуществлялся на протяжении нескольких часов. Стандартным пробоотборником отбиралась одна точечная проба сырой нефти в начале или в середине, или в конце этого промежутка времени, состав которой сличался с составом образцовой объединённой пробы.

Для условий, когда подъем продукции из скважины осуществлялся в периодическом режиме, этим пробоотборником отбор точечных проб сырой нефти осуществлялся на протяжении всего периода подъема продукции из скважины. Стандартным пробоотборником отбиралась одна точечная проба сырой нефти в начале или в середине, или в конце этого промежутка времени, состав которой сличался с составом образцовой объединённой пробы.

Отклонение представительности пробы сырой нефти, отобранной Стандартным пробоотборником, оценивалось по формуле

$$\Delta = W_i - W_i^{ref},$$

где W_i – объемная доля воды в пробе, отобранной в i контрольной точке Стандартным пробоотборником, %;

W_i^{ref} – объемная доля воды в объеме представительной объединённой пробы сырой, отобранной автоматическим пробоотборником ПОРТ, %.

Исследования осуществлялись при условии отбора проб сырой нефти из потоков нефтегазоводяных смесей, имеющих различную обводнённость и объемную долю свободного газа.

На рисунке 2 представлены результаты исследования отклонения представительности пробы сырой нефти, отобранной Стандартным пробоотборным устройством на устье нефтяной скважины, подъем продукции из которой осуществлялся в непрерывном режиме.

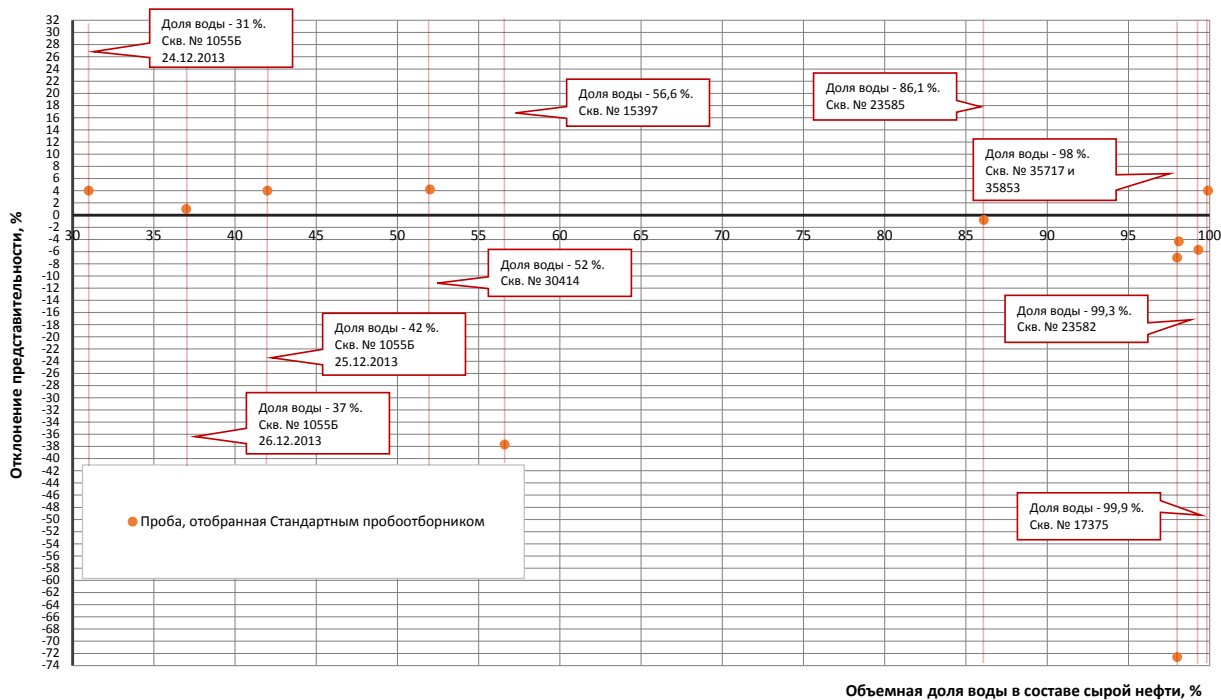


Рисунок 2 – Зависимость отклонения представительности пробы сырой нефти, отобранной Стандартным пробоотборным устройством на устье нефтяной скважины в условиях подъема продукции из неё в непрерывном установившемся режиме.

Из результатов исследования видно, что при обводнённости сырой нефти в продукции скважин менее 50 % результат отклонения представительности пробы сырой нефти достигает не более 4 %.

Напротив, в условиях обводнённости сырой нефти в продукции скважины более 50 % отклонения представительности пробы сырой нефти достигают до 38, и даже более 72 %.

На рисунке 3 представлены результаты исследования отклонения представительности пробы сырой нефти, отобранной Стандартным пробоотборным устройством на устье нефтяной скважины, подъем продукции из которой осуществлялся в периодическом режиме.

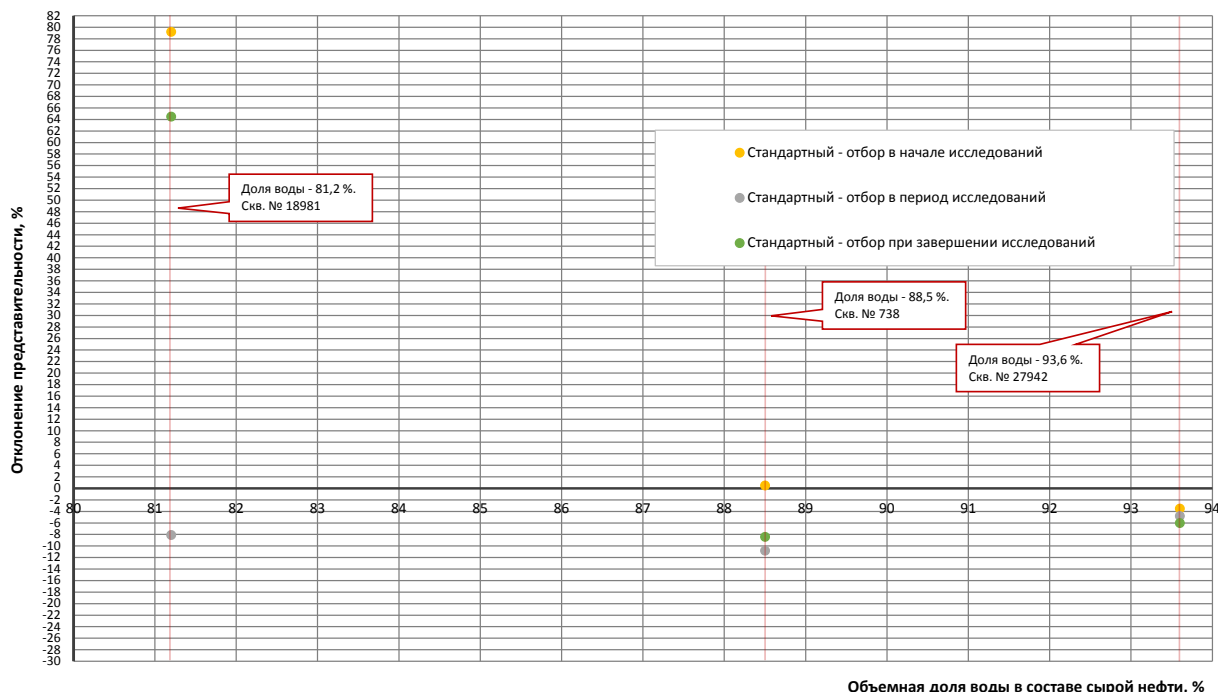


Рисунок 3 – Зависимость отклонения представительности пробы сырой нефти, отобранной Стандартным пробоотборным устройством на устье нефтяной скважины в условиях подъема продукции из неё в периодическом режиме.

Из результатов видно, что величина отклонения представительности пробы сырой нефти по всем объектам высокая. В отдельных случаях она достигает более 79 %. Вероятно, этот результат является ожидаемым по причинам, которые складываются из процесса разделения скважинной продукции на свободный газ, нефть и воду в подъемной колонне труб, изменения установившегося режима притока продукции из продуктивного пласта в скважину. Соответственно, за период откачки продукции из скважины после её простоя, происходит периодическое изменение в потоке состава сырой нефти.

Несмотря на то, что результаты исследований очевидны, были выполнены дополнительные исследования, для того, чтобы ответить на вопрос: «Из чего складывается ошибка отклонения представительности пробы сырой нефти, отобранная Стандартным пробоотборным устройством?»

Для ответа на эти вопросы было принято решение изменить методику отбора пробы сырой нефти Стандартным пробоотборником, на ту методику отбора, которая используется в автоматическом пробоотборнике. Для этого Стандартный пробоотборник был автоматизирован. Автоматизация заключалась в замене запорного устройства(вентиля) Стандартного пробоотборника на электромагнитный клапан. Время открытия клапана было выбрано таким, чтобы обеспечить необходимый и достаточный объем слива точечной пробы. Главное отличие от Стандартного пробоотборника в методике отбора: отбор точечных проб осуществлялся через равные промежутки времени и синхронно с пробоотборником ПОРТ.

На рисунке 4 показана схема Стандартного автоматизированного пробоотборника.

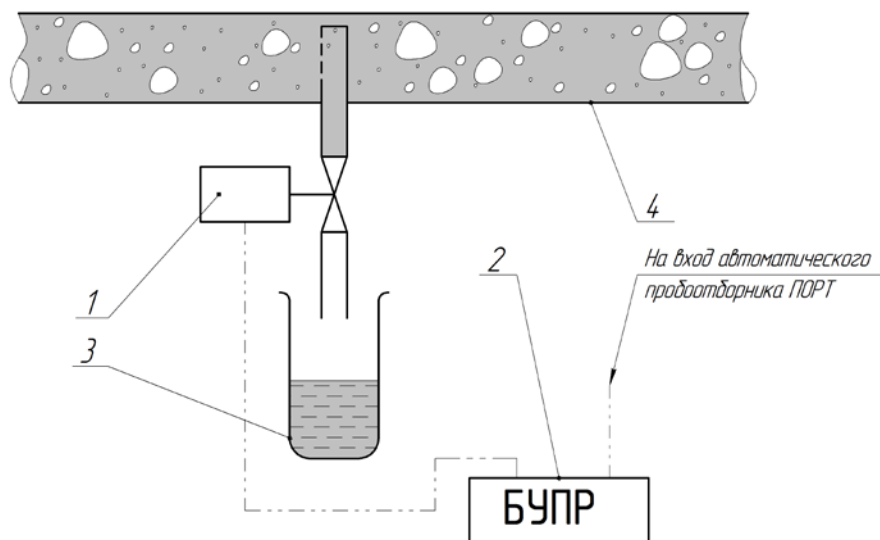


Рисунок 4 – Схема Стандартного автоматизированного пробоотборника.

1 – электромагнитный клапан узла слива Стандартного пробоотборника; 2 – блок управления пробоотборниками; 3 – пробоотборник; 4 – трубопровод.

На рисунке 5 показана схема включения Стандартного автоматизированного пробоотборника в трубопровод.

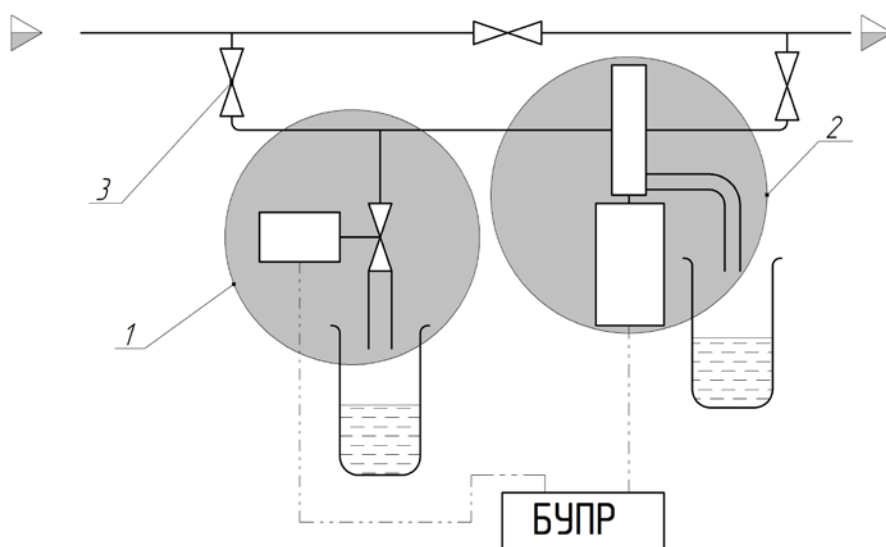


Рисунок 5 – Схема включения Стандартного автоматизированного пробоотборника в трубопровод.

1 – Стандартный автоматизированный пробоотборник; 2 – Автоматический пробоотборник ПОРТ; 3 – запорное устройство (задвижка).

Как видно из рис. 5, пробоотборники расположены на байпасной линии трубопровода или контуре отбора пробы. Такое размещение пробоотборников выбрано с целью моделирования изменения расхода в байпасной линии, а также контроля за изменением обводнённости сырой нефти.

На рисунке 6 показаны результаты отклонения представительности пробы сырой нефти, отобранной Стандартным автоматизированным пробоотборником.

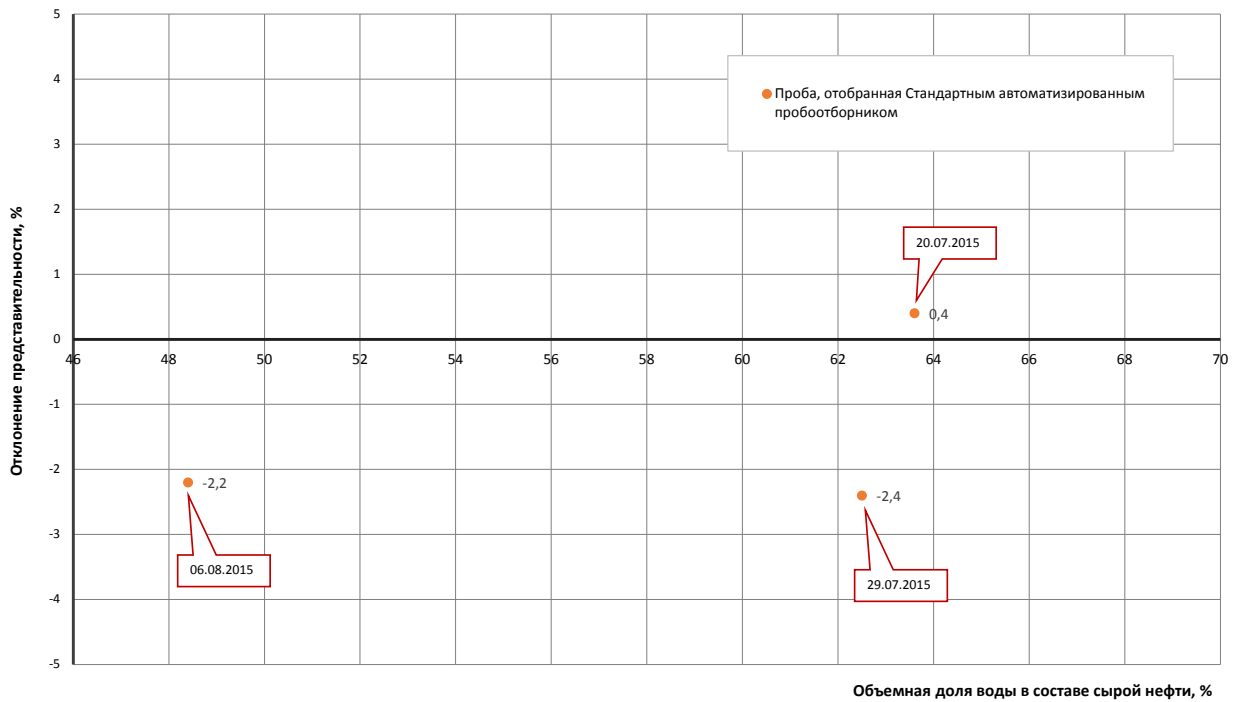


Рисунок 6 – Зависимость отклонения представительности пробы сырой нефти, отобранной автоматизированным Стандартным пробоотборным устройством на устье нефтяной скважины № 15022 в условиях подъема продукции из неё в постоянном режиме.

Из рисунка 6 видно, что отобранные три объединённые пробы сырой нефти имеют отклонение от представительности – 0,4, минус 2,2 и минус 2,4 %.

Расход сырой нефти при её обводнённости от 63 до 64 % составлял 122 м³/сут. Объемная доля свободного газа при этом не превышала 8 %. Мы можем трактовать полученный результат следующим образом: уменьшение отклонения представительности пробы произошло вследствие изменения методики отбора. Вместо одной точечной пробы мы отбирали множество точечных проб, которые составили одну объединённую пробу.

После изменения расхода в байпасной линии до 20 м³/сут, обводнённость сырой нефти в этой линии снизилась до 48,4 %. Изменение этого параметра свидетельствует о неравномерном распределении состава сырой нефти при разделении потока на два трубопровода.

Величину отклонения представительности пробы сырой нефти, отобранной Стандартным автоматизированным пробоотборником для этих условий отбора пробы является удовлетворительной.

Выводы:

1. Результаты исследований позволяют сделать главный вывод: Основную долю в отклонение представительности пробы сырой нефти вносит методика отбора. А именно: проба сырой нефти должна быть объединённой, состоящей из множества точечных проб сырой нефти, отобранных из того объема сырой нефти, на который переносится результат состава объединённой пробы.

2. Получены удовлетворительные результаты отклонения представительности пробы сырой нефти, отобранной Стандартным пробоотборным устройством, на устье скважин, из которых поднимается продукция в непрерывном режиме откачки и в диапазоне обводнённости от 0 до 50 %.
3. Отбор пробы сырой нефти из потока продукции на устье скважины в условиях обводнённости продукции более 50 % рекомендуется осуществлять многократным отбором точечных проб с помощью автоматического пробоотборного устройства, позволяющим сформировать объединённую пробу.
4. Модернизация Стандартного пробоотборника, позволяющего отбирать множество точечных проб сырой нефти, позволила существенно улучшить представительность объединённой пробы сырой нефти в условиях отбора из потока продукции скважины с объемной долей свободного газа до 8 %.
5. Требуется продолжить исследования для изучения отклонения представительности пробы сырой нефти, отбираемой Стандартным автоматизированным пробоотборником, в условиях отбора с содержанием свободного газа по объемной доле до 70 %.

Литература: Исследований отклонения представительности пробы, отобранной пробоотборниками ПОРТ. Отчет, ФГУП ВНИИР, 2014 г..