

ОТЧЕТ

Исследование способа определения обводнённости продукции скважины по пробе, отобранной с полного сечения потока

Выражаем большую благодарность руководителям и специалистам НГДУ "Ленингорскнефть" ОАО "Татнефть" за оказанную помощь в проведении испытаний и исследований работы пробоотборника "ПОРТ", а именно:

- главному инженеру Габдрахманову Ринату Анваровичу;
- главному геологу Кандауровой Галине Федоровне;
- начальнику технического отдела Кузьмину Михаил Ивановичу.

Исполнители отчета:

Чудин В.И.	директор НПО "НТЭС"
Ануфриев В.В.	главный конструктор
Жиляев О.В.	инженер конструктор
Хакимов Р.А.	инженер конструктор
Шуваева Л.А.	первый заместитель директора
Ионов К.Н.	начальник отдела реализации

Содержание

<i>Введение.</i>	
<i>1. Обзор существующих методов и средств определения долевого состава продукции скважины</i>	<i>3</i>
<i>2. Требование к периодичности контроля содержания воды в продукции скважины</i>	<i>6</i>
<i>3. Анализ применяемого способа определения содержания воды в продукции скважины по отобраным пробам</i>	<i>8</i>
<i>4. Способ и устройство отбора пробы продукции скважины с полного поперечного сечения её потока</i>	<i>11</i>
<i>5. Методика исследования работы пробоотборника ПОРТ</i>	<i>15</i>
<i>6. Результаты применения способа отбора пробы продукции скважины с полного поперечного сечения её потока</i>	<i>21</i>
<i>Выводы</i>	<i>29</i>
<i>Список литературы</i>	

Термины, определения и условные обозначения

"Продукция скважины" – смесь, состоящая из нефти, воды, свободного газа, а также растворённого в нефти газа и твердых примесей.

"Точечная проба" – одна порция отобранного объёма продукции скважины.

"Объединённая проба" – проба из продукции скважины, состоящая из нескольких точечных проб.

"Достоверная проба" – проба продукции скважины, которая в принятых пределах абсолютного отклонения отражает состав продукции скважины за промежуток времени между отборами проб.

Решение проблемы постоянного контроля за содержанием нефти, воды и газа в составе продукции скважины до сих пор остаётся очень актуально.

Наличие достоверной информации о содержании нефти и воды в добываемой продукции скважины позволяет судить об эффективности разработки продуктивного пласта и рентабельности эксплуатации скважины, а также принимать своевременно верные решения о начале работ по обработке призабойной зоны пласта скважины, ремонту скважины и производить оценку эффективности применения новых технологий и т. д.

Кроме того, на добычу воды в составе продукции скважины, на отделение её от нефти, на её утилизацию затрачиваются значительные средства. Поэтому с момента начала обводнения продукции скважины достоверная информация о содержании воды в составе продукции скважины очень важна.

1. Обзор существующих методов и средств определения долевого состава продукции скважины

Поскольку целью настоящего отчета является вопрос определения обводнённости продукции скважины, то в данной главе будут рассмотрены только средства и методы определения доли воды в продукции скважины.

В настоящее время известно два способа определения содержания воды в составе продукции скважины:

- § непрерывное измерение доли воды в потоке продукции скважины;
- § периодическое определение доли воды в составе продукции скважины по отобранной пробе жидкости.

Для непрерывного измерения доли воды в составе продукции скважины известны следующие методы:

а) Акустические, включающие в себя:

- § амплитудный метод;
- § временной метод;
- § частотный метод;
- § импедансный метод;
- § реверберационный метод;
- § фазовый метод;
- § интерферометрический метод.

Однако, на практике не известно ни одного промышленного прибора, работающего на применение акустических методов для определения доли воды в продукции скважины.

б) Электромагнитные, включающие в себя:

- § оптические методы;
- § кондуктометрический метод;
- § диэлькометрический метод;
- § сверхвысокочастотный метод;
- § метод ядерно-магнитного резонанса;
- § радиационный метод.

В России среди отечественных и зарубежных приборов, измеряющих долю воды в продукции скважины с помощью электромагнитных методов, известны следующие: влагомеры ВСН и ВНП производства Бугульминского завода "Нефтеавтоматика"; влагомеры ВСН-1-СП и ВТН, которые разработаны и производятся в Саратове; зарубежные диэлькометрические и микроволновые влагомеры производства "AGAR CORPORATION" (США) OW-101 и OW-102; микроволновой резонансный влагомер фирмы "Phase Dynamics"; радиационный влагомер включен фирмой "Fluenta" в состав многофазного расходомера "MPFM 1900". Основой его является радиоизотопный плотномер, например, "РТ 9100/ОТ 9110" фирмы "BTG".

На точность определения доли воды этими методами оказывают значительное влияние наличие свободного газа в потоке, изменение физических свойств воды и нефти за исключением прибора, использующего радиационный метод. Ошибка измерения доли воды в продукции скважины при этом может достигать более ± 50 %. Не все приборы способны проводить измерение содержания доли воды в продукции скважины в диапазоне от 0 до 100 %. Помимо этого, в зоне перехода эмульсий из состояния "вода в нефти" в состояние "нефть в воде", вообще возникает неопределённость в показаниях.

Достаточно хорошие метрологические показатели имеют приборы, действующие на использование ядерно-магнитного резонанса и радиационного метода. Приборы, использующие радиационный метод, вероятно больше найдут применение там, где существует отработанная система контроля за работой опасных радиоактивных источников, например, на коммерческих узлах учета. Приборы, основанные на радиационном методе, пока предлагаются только зарубежными производителями.

Перечисленные приборы имеют достаточно высокую стоимость, отечественные более 70 тыс. рублей, зарубежные не менее 20 тыс. долларов.

в) Кроме акустических и электромагнитных методов существуют другие методы:

§ расчет доли воды в составе продукции скважины по измеряемой плотности потока жидкости и известным величинам плотностей нефти и воды;

§ предварительное разделение потока продукции скважины на газ, нефть и воду методами центробежного сепарирования или гравитационного отстоя.

Определение доли воды в составе продукции скважины по измеренной плотности жидкости в потоке продукции и известным величинам плотностей отдельно нефти и воды в настоящее время применяется достаточно широко. Однако недостатком такого метода является очень низкая точность и высокая стоимость технических средств, реализующих этот метод.

Другой способ, который изначально и до сих пор применяется на всех нефтяных промыслах – это периодическое определение содержания доли воды в составе продукции скважины по отобранной пробе на её устье, который подробнее будет рассмотрен в гл. 3.

2. Требования к периодичности контроля содержание воды в продукции скважины.

Согласно РД 153-39.0-109-01 для различных категорий и видов скважин устанавливается перечень и периодичность получения текущей промысловой информации. В таблице 1 показан минимальный комплекс гидродинамических исследований для получения текущей промысловой информации.

Таблица 1

Категории и виды скважин	Текущая промысловая информация									
	Дебит (приемистость) жидкости			Обводненность продукции		Газовый фактор Гф		Буферное и межтрубное давление	Динамический уровень в межтрубном пространстве скважины, забойное давление	
	низкодебитные (до 5 т/сут)	среднедебитные (от 5 до 25 т/сут)	высокодебитные (более 25 т/сут)	безводные (до 2 %) и высокообводненные (более 90 %)	низко и среднеобводненные (от 2 до 90 %)	при $R_{пл} > R_{нас}$	при $R_{пл} < R_{нас}$			
1. Действующие добывающие, в т. ч.:										
фонтанные	■	▲	□	■	▲	⌚	à	□	à ¹	
газлифтные	■	▲	▲	■	▲	⌚	à	□	à ¹	
оборудованные ЭЦН	■	▲	▲	■	▲	⌚	à	⌚	à ¹	
оборудованные ШГН	■	▲	▲	■	▲	⌚	à	⌚	à ¹	
2. Действующие нагнетательные			à					□	⌚ ¹	♥
3. Контрольные в т. ч.:										
пьезометрические										
наблюдательные						⌚	⌚			
4. Водозаборные			▲					□		
5. При проведении ремонта или ГТМ:										
с изменением режима эксплуатации или сменой оборудования	до начала работ	√	√	√	√	√			√	
	после проведения работ	√	√	√	√	√			√	
с изменением состояния призабойной зоны	до начала работ	√	√	√	√	√				
	после проведения работ	√	√	√	√	√	√	√	√	
с изоляцией или приобщением пластов	до начала работ	√	√	√	√	√	√	√	√	
	после проведения работ	√	√	√	√	√	√	√	√	

Условные обозначения:

- | | | | |
|---|---------------------|---|----------------------|
| ■ | два раза в месяц; | ▲ | один раз в 7 дней |
| □ | один раз в 3 дня | à | один раз в месяц |
| ⌚ | один раз в год | ⊙ | один раз в год |
| ⌚ | один раз в квартал | √ | разовые исследования |
| ⊙ | один раз в два года | ♥ | один раз в полугодие |

Примечание:

ООО НПО "НТЭС"

- а) исследования рекомендуется проводить с процентом охвата указанной категории скважин: 1 – 100 %;
- б) рекомендации в числителе относятся к начальной стадии разработки – стадии слабой изученности залежи, а в знаменателе – стадии достаточной изученности.

Из табл. 1 видно, что определение содержания воды для скважин с обводнённостью продукции до 2 % достаточно производить не реже 2^х раз в месяц, а для скважин с обводнённостью продукции более 2 % один раз в 7 дней.

Из этих требований следует, что для такой периодичности контроля за содержанием воды в продукции скважины необходимо недорогое техническое средство, не требующее высоких эксплуатационных затрат.

3. Анализ применяемого способа определения содержания воды в продукции скважины по отобраным пробам

Хотя способ периодического определения доли воды в составе продукции скважины подвергается критике за его недостатки, этот способ имеет ряд достоинств. В таблице 2 приведен перечень достоинств и недостатков применяемого до сих пор способа определения содержания воды в продукции скважины по пробе.

Таблица 2

Достоинства	Недостатки
1. Стоимость устройства не более 1500 - 2000 рублей.	1. Высокое абсолютное и относительное отклонение от достоверности пробы (абсолютное отклонение составляет от 20 до 60 %).
2. Простота монтажа и невысокая стоимость монтажа.	2. По причине низкой достоверности отбираемых проб продукции скважины возможно принятие неверных решений по технологии их эксплуатации, что приводит к значительным финансовым потерям.
3. Высокая надежность запорного устройства (вентиль или кран)	3. Возникающая неопределённость в результате долевого состава продукции скважины из-за постоянно изменяющегося долевого состава проб.
4. Низкие эксплуатационные затраты на обслуживание (стремятся к нулю)	4. Большие затраты времени на отбор пробы.
5. Уже установлен на всех действующих добывающих скважинах	5. Сливаются большой объём продукции скважины.
6. Создана и хорошо отработана инфраструктура для сбора проб и их анализа.	6. Применение промежуточного контейнера большей ёмкости из-за невозможности отобрать пробу сразу в контейнер, используемый для доставки пробы в лабораторию на анализ.
	7. Загрязнение окружающей среды.
	8. Опасные условия работы для оператора в процессе отбора пробы.
	9. Отсутствие дополнительных функций.

Как видно из табл. 2 существующий способ до сих пор востребован только по одной причине: на его реализацию почти не требуется затрат, но он не выполняет основной задачи – получение достоверной информации о содержании воды в продукции скважины. Получение информации с большой ошибкой приводит к принятию ошибочных решений по технологии эксплуатации скважин, что часто влечет за собой значительные финансовые потери.

Возникает резонный вопрос: что же является причиной низкой достоверности пробы при реализации этого способа?

Анализ пробы в условиях лаборатории, как известно, выполняется с достаточно высокой точностью. При транспортировке пробы для анализа, если соблюдены условия сохранения её состава, снижение достоверности пробы также не происходит.

Остаётся подробно рассмотреть существующий метод отбора пробы и применяемый для этого техническое средство.

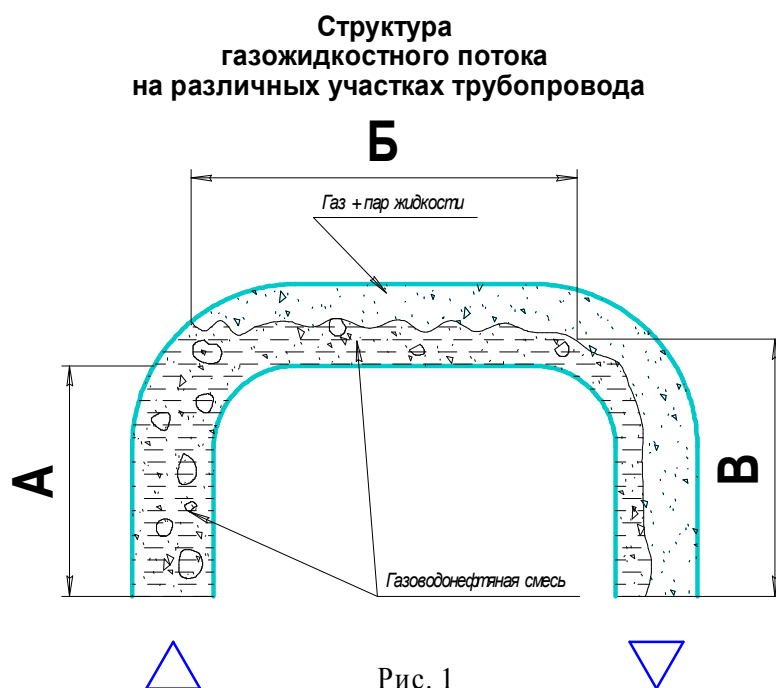
Отбор пробы осуществляется через стандартное запорное устройство, в качестве которого служат кран или вентиль, врезанный в трубопровод. При открытии его, из-за возникающего перепада давления, продукция скважины начинает поступать из трубопровода в контейнер для сбора пробы. При этом нарушается сложившаяся кинетика движения потока продукции.

Площадь охвата сечения потока продукции скважины в лучшем случае достигает 2,5 %. Причем эти 2,5 % расположены в пристенной части потока, где скорость течения минимальна. Место отбора пробы зачастую располагается в застойной зоне потока.

В редких случаях отбор пробы производят через пробоотборный зонд, который расположен в потоке продукции скважины.

Применение пробоотборного зонда позволяет лишь в $2 \div 3$ раза увеличить зону охвата потока продукции скважины.

Кроме того, на отклонение от достоверности пробы оказывает влияние место расположения зонда пробоотборного в пространстве. Как правило, место врезки зонда выбирается не всегда удачно. Оно определяется чаще всего исходя из удобства доступа при врезке и эксплуатации. В то же время, если рассмотреть движение потока продукции скважины в трубопроводе (см. рис. 1), который имеет горизонтальные "Б", восходящие "А", и нисходящие "В" вертикальные участки, видно, что наиболее удачным будет выбор места врезки пробоотборного устройства на восходящем вертикальном участке "А". На практике, чаще всего, кран бывает врезан на участке "Б".



При отборе пробы в контейнер для её переноса к месту анализа, как правило, также возникают ситуации, снижающие достоверность пробы.

Во-первых, неизвестно с какой скоростью и на какую величину необходимо открыть кран или вентиль. Поскольку от времени и величины раскрытия проходного сечения крана или вентиля зависит, что и как долго в первую очередь через него будет выходить в контейнер: газ, вода, нефть или эмульсия.

Во-вторых, не всегда удаётся определить визуально необходимый объём отбора пробы, поскольку из-за значительного перепада давления продукция в условиях атмосферного давления склонна к пенообразованию. Поэтому пробу вначале отбирают в какой-то промежуточный контейнер несколько большей

ООО НПО "НТЭС"

ёмкости, чем тот, в котором переносят пробу к месту её анализа. Потом пробу из промежуточного контейнера переливают в контейнер, используемый для её переноса, естественно часть её остаётся на стенках промежуточного контейнера, а оставшийся излишек по объёму выливается тут же около устья скважины на поверхность земли. В исключительных случаях, которые зависят от воспитания и совести оператора, излишки объёма пробы сливаются в специальный канализационный колодец.

В-третьих, существует проблема безопасности отбора пробы для оператора и экологии. Поскольку в процессе отбора пробы выделяется много газа.

4. Способ и устройство отбора пробы продукции скважины с полного поперечного сечения её потока

С целью устранения вышеперечисленных недостатков было разработано устройство для отбора пробы, которое позволяет осуществить отбор пробы с полного поперечного сечения потока продукции скважины. На рис. 2 показана схема принципа отбора пробы с полного поперечного сечения потока продукции скважины. На рис. 3 показано устройство для отбора пробы с полного поперечного сечения потока продукции скважины. Оно представляет из себя ручной пробоотборник, получивший наименование "ПОРТ-2".

Схема отбора пробы с полного поперечного сечения потока продукции скважины

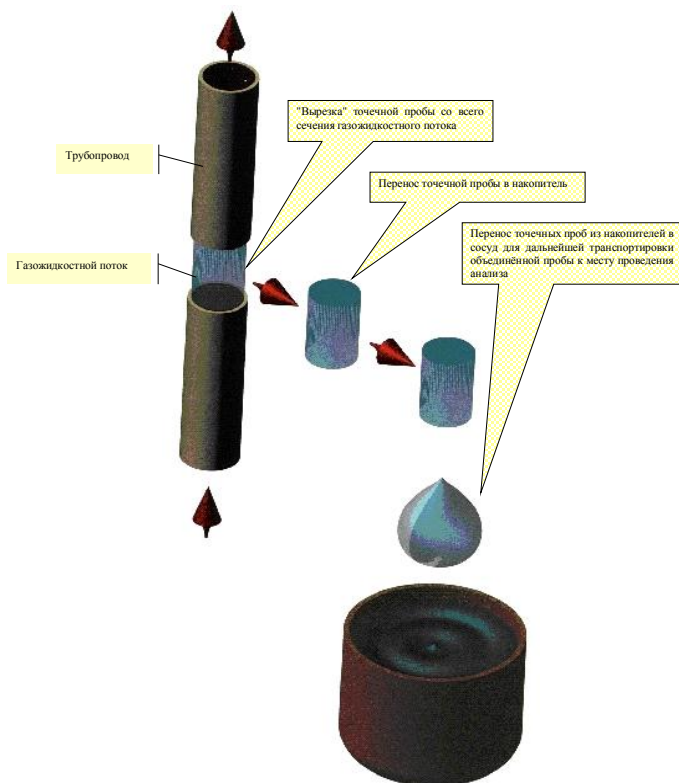


Рис. 2

На рис. 4 изображен процесс отбора проб продукции скважин с помощью "ПОРТ-2".

Проба в пробоотборнике "ПОРТ" отбирается на восходящем участке потока способом вырезки из него части полного поперечного сечения (см. рис. 2). В конструкции пробоотборника "ПОРТ-2" имеются четыре цилиндра, через которые периодически проходит весь поток продукции скважины, что позволяет хранить внутри корпуса три вырезанные точечные пробы.

Пробы, отобранные с помощью "ПОРТа", через узел слива попадают в переносной контейнер.

В качестве контейнера для сбора точечных проб в объединённую предусмотрено применение стеклянной бутылки ёмкостью не менее 0,5 литра со стандартной формой горловины. Бутылка легко крепится на сливной узел пробоотборника с помощью

специального цангового захвата.

На рис. 5 показана другая модификация ручного пробоотборника – "ПОРТ-3". Пробоотборник "ПОРТ-3" отличается от "ПОРТ-2" тем, что у него только один пробоотборный цилиндр, и он имеет большие проходные сечения, что значительно снижает гидравлическое сопротивление и повышает возможность его работы с механическими примесями в потоке продукции скважины.

**Пробоотборник "ПОРТ-2"
на устье скважины № 1075 Б**

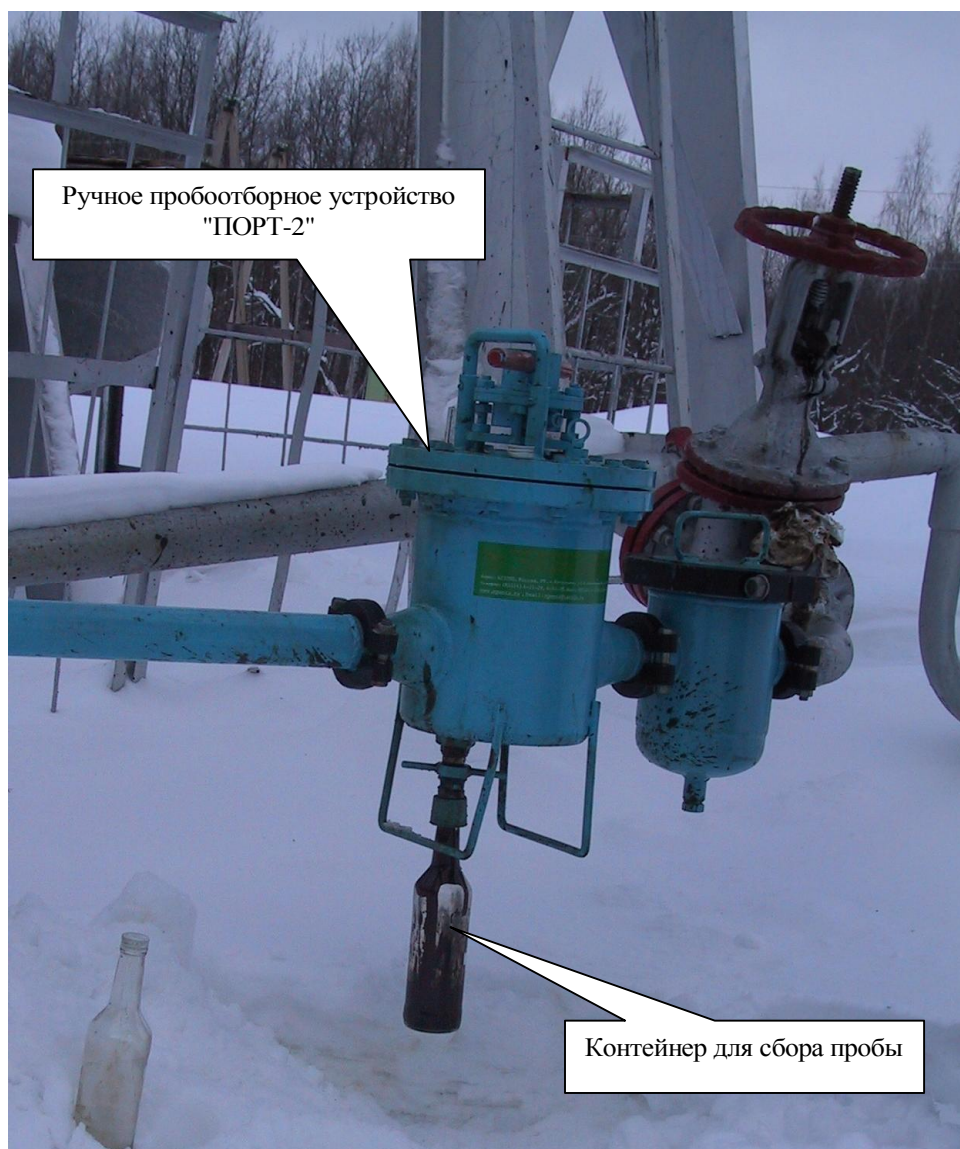


Рис. 3

Кроме определения содержания газа, нефти и воды в потоке продукции скважины ручное пробоотборное устройство "ПОРТ-2" и "ПОРТ-3" решают и другие не менее важные проблемы, а именно:

- выполняют функции индикатора потока продукции скважины, т. е. позволяют информировать о наличии или отсутствии подачи насоса;
- выполняют функцию обратного клапана на устье скважины.

В таблице 3 представлена краткая техническая характеристика пробоотборников.

Краткая техническая характеристика "ПОРТ-2" и "ПОРТ-3"

Таблица 3

Параметр	Показатель
1. Рабочая среда – нефть, газ и попутно добываемая пластовая вода со следующими параметрами: <ul style="list-style-type: none"> • температура, °С • верхнее значение кинематической вязкости, м²/с содержание сероводорода в попутном газе в % по объему при давлении, МПа: <ul style="list-style-type: none"> • до 1,7 • до 4,0 	от 0 до 70 до 1·10 ⁻³ не более 4 не более 0,02
2. Окружающая среда:	
• температура	от минус 40 до +50 °С
• относительная влажность	95 % при 35 °С и более низких температурах без конденсации влаги
3. Максимальная пропускная способность, м ³ /сутки	120
4. Объем точечной пробы жидкости без газа, мл	55±5
5. Объем объединенной пробы жидкости, мл	220±20
6. Максимальное рабочее давление Р _{раб} , МПа	4,0
7. Диаметр условного прохода, мм	50
8. Потеря давления в пробоотборнике, не более, МПа	0,05

Процесс отбора пробы с помощью пробоотборника "ПОРТ-2" на узле учета ЗАО "ГЕОТЕХ"



Пробоотборник "ПОРТ-3"

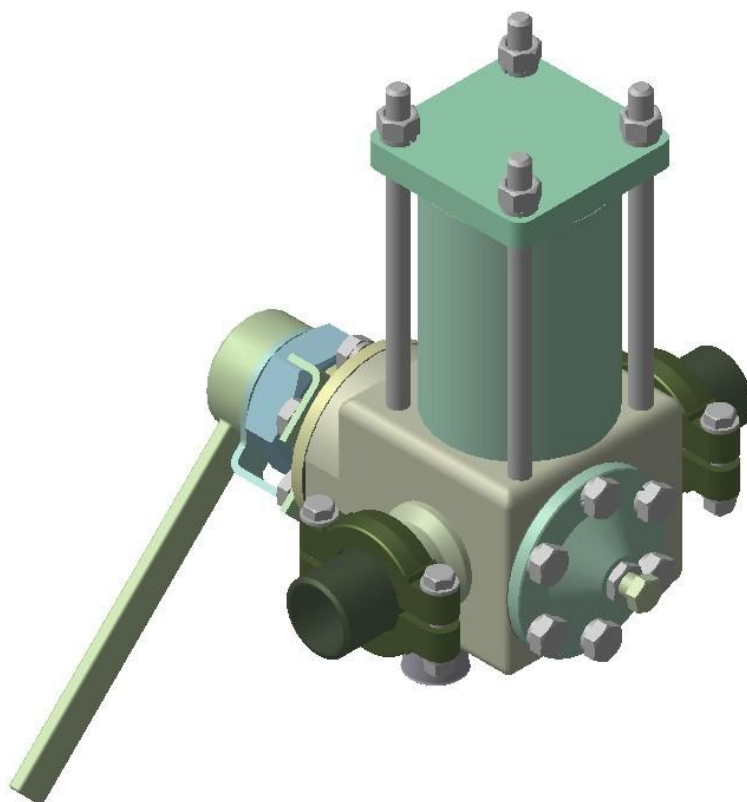


Рис. 5

5. Методика исследования работы пробоотборника ПОРТ

Для определения величины отклонения от достоверности проб, полученных с помощью "ПОРТа", производилось сравнение их состава с пробой, отобранной контрольным пробоотборником. Объем пробы контрольного пробоотборника в 14 раз превышает объем пробы отбираемой рабочим пробоотборником "ПОРТ".

Кроме того, для обеспечения достоверности сравнения рабочей пробы, полученной "ПОРТом", с контрольной производилось одновременное заполнение пробами их пробозаборных камер (см. рис. 6).

Схема отбора проб при сравнительных испытаниях

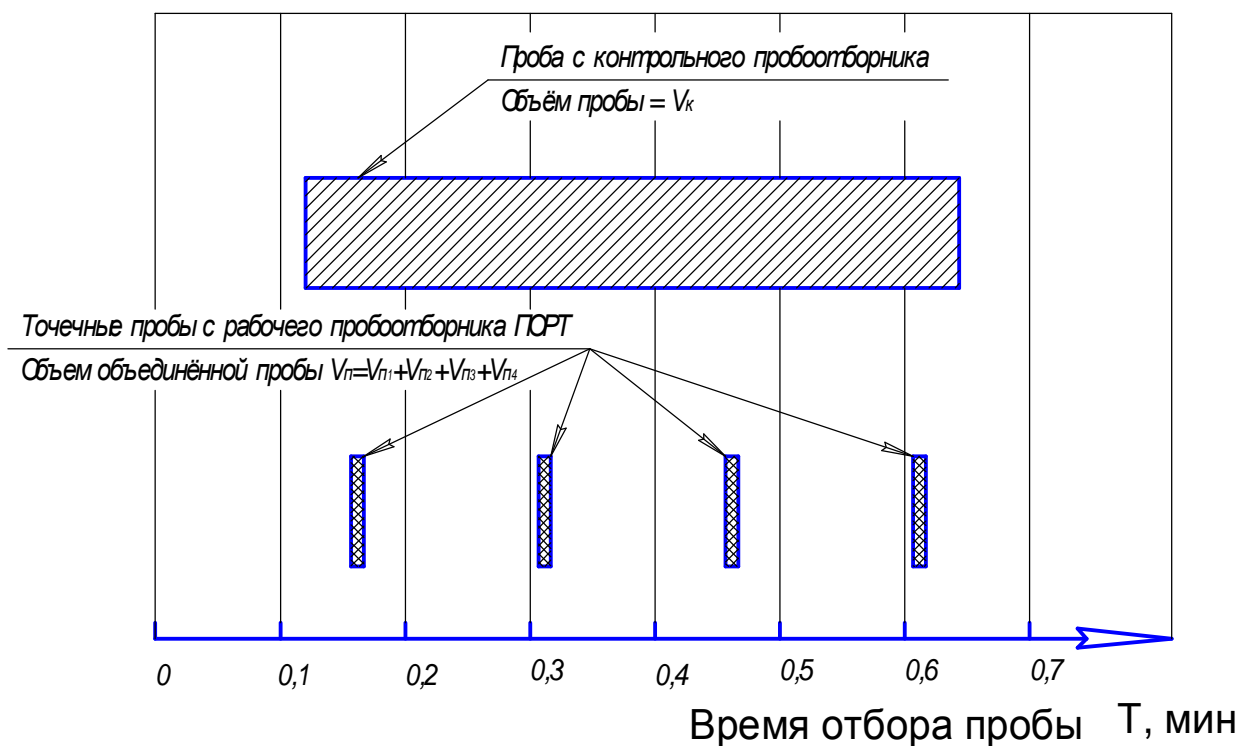


Рис. 6

В контрольном пробоотборнике использовался аналогичный способ вырезки пробы с полного поперечного сечения потока продукции скважины.

На рис. 7 показано размещение контрольного и рабочего пробоотборника на устье скважины скважины № 1075Б ЦДНГ № 2 НГДУ "Лениногорскнефть" ОАО "Татнефть".

Отобранные пробы доставлялись в лабораторию, где производился анализ компонентного состава на выявление содержания долей воды и нефти.

**Контрольный и рабочий "ПОРТ-2" пробоотборники
в период сравнительных испытаний
на устье скважины № 1075 Б**

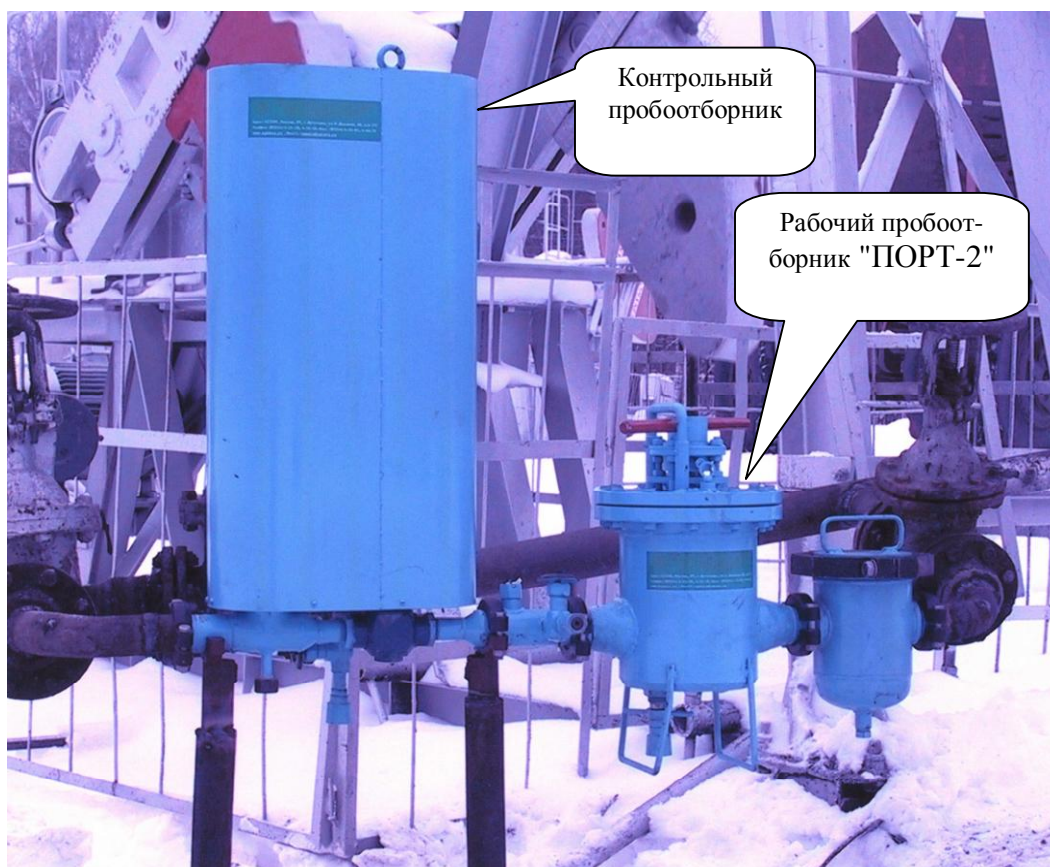


Рис. 7

Условные обозначения:

- v_i – объем i пробы при температуре T_2 , отобранной с пробоотборника "ПОРТ", мл;
 v_{in} - объем нефти в i пробе при температуре T_2 , отобранной с пробоотборника "ПОРТ", мл;
 v_{iw} - объем воды в i пробе при температуре T_2 , отобранной с пробоотборника "ПОРТ", мл;
 v'_i – объем i пробы при температуре T_1 , отобранной с пробоотборника "ПОРТ", м³;
 v'_{in} - объем нефти в i пробе при температуре T_1 , отобранной с пробоотборника "ПОРТ", м³;
 v'_{iw} - объем воды в i пробе при температуре T_1 , отобранной с пробоотборника "ПОРТ", м³;
 V_i - объем i пробы, отобранной с контрольного пробоотборника при температуре T_2 , мл;

- $V_{ин}$ - объем нефти в i пробе при температуре T_2 , отобранной с контрольного пробоотборника, мл;
- $V_{ив}$ - объем воды в i пробе при температуре T_2 , отобранной с контрольного пробоотборника, мл;
- $V'_{ин}$ - объем нефти в i пробе при температуре T_1 , отобранной с контрольного пробоотборника, мл;
- $V'_{ив}$ - объем воды в i пробе при температуре T_1 , отобранной с контрольного пробоотборника, мл;
- $V_{ко}$ - калиброванный объем камеры контрольного пробоотборника, $м^3$;
- $v_{ко}$ - калиброванный объем камеры пробоотборника ПОРТ, $м^3$;
- $V_{г}$ - объем пространства, заполненного газом при давлении p_1 в момент отбора пробы, $м^3$;
- $V_{гн}$ - объем газа в пробе контрольного пробоотборника, приведённого к нормальным условиям, $нм^3$;
- $V'_{гн}$ - объем газа в пробе контрольного пробоотборника, приведённого к нормальным условиям на $1 м^3$ нефти, $нм^3/м^3$;
- $v_{гн}$ - объем газа в пробе пробоотборника ПОРТ, приведённого к нормальным условиям, $нм^3$;
- $v'_{гн}$ - объем газа в пробе пробоотборника ПОРТ, приведённого к нормальным условиям на $1 м^3$ нефти, $нм^3/м^3$;
- p_1 - давление рабочей среды в момент отбора пробы, $кг/см^2$;
- T_1 - температура рабочей среды в момент отбора пробы, $°C$;
- T_2 - температура рабочей среды в момент анализа пробы, $°C$;
- b_n, b_e - средний коэффициент объемного расширения, соответственно, нефти и воды в интервале температур ΔT ;
- $n_{ин}$ - количество частей нефти в v_i пробе;
- $n_{ив}$ - количество частей воды в V_i пробе;
- $N_{ин}$ - количество частей нефти в V_i пробе;
- $N_{ив}$ - количество частей воды в v_i пробе;
- $\sum n_n$ - количество частей нефти после объединения 1 и 3 пробы, отобранных пробоотборником "ПОРТ";
- $\sum n_b$ - количество частей воды после объединения 1 и 3 пробы, отобранных пробоотборником "ПОРТ";
- $\sum N_n$ - количество частей нефти после объединения 2 и 4 пробы, отобранных контрольным пробоотборником;
- $\sum N_b$ - количество частей воды после объединения 2 и 4 пробы, отобранных контрольным пробоотборником;
- Δ - абсолютная погрешность средств измерения, мл;
- V_k - объем пробы из контрольного пробоотборника, мл;
- V_e - объем воды в пробе из контрольного пробоотборника, мл;
- V_n - объем пробы из пробоотборника ПОРТ-2, мл;
- V_{ne} - объем воды в пробе из пробоотборника ПОРТ-2, мл;
- $\gamma_{1к}$ - приведённая погрешность измерения общего объема контрольной пробы, %;
- $\gamma_{2к}$ - приведённая погрешность измерения объема воды в контрольной пробе, %;
- γ_k - погрешность измерения обводнённости в контрольной пробе, %;
- γ_{1n} - приведённая погрешность измерения общего объема объединённой пробы из пробоотборника ПОРТ-2, %;

γ_{2n} – приведённая погрешность измерения объёма воды в объединённой пробе из пробоотборника ПОРТ-2, %;

γ_n – погрешность измерения обводнённости в объединённой пробы из пробоотборника ПОРТ-2, %;

Δ_n, Δ_b – отклонение достоверности пробы, соответственно, по воде и нефти отобранной пробоотборником "ПОРТ".

Расчет объёмной доли газа в пробе

Объём газа в пробе, отобранной контрольным пробоотборником

$$V_{гн} = p_1 \left[V_{ко} - \left(\frac{V'_n}{1 + b_n \Delta T} + \frac{V'_g}{1 + b_g \Delta T} \right) \right], \text{ нм}^3$$

либо, при допущении, что $b_n = b_g = 0$

$$V_{гн} = p_1 [V_{ко} - (V'_n + V'_g)]$$

Где

$$\Delta T = T_2 - T_1.$$

Объём газа в пробе, отобранной контрольным пробоотборником, в пересчете на 1 м^3 добываемой нефти

$$V'_{гн} = \frac{V_{гн}}{V_n}, \text{ нм}^3/\text{м}^3.$$

Объём газа в пробе, отобранной пробоотборником "ПОРТ"

$$v_{гн} = p_1 \left[v_{ко} - \left(\frac{v'_n}{1 + b_n \Delta T} + \frac{v'_g}{1 + b_g \Delta T} \right) \right], \text{ нм}^3$$

либо, при допущении, что $b_n = b_g = 0$

$$v_{гн} = p_1 [v_{ко} - (v'_n + v'_g)]$$

Объём газа в пробе, отобранной пробоотборником ПОРТ, в пересчете на 1 м^3 добываемой нефти

$$v'_{гн} = \frac{v_{гн}}{v_n}, \text{ нм}^3/\text{м}^3.$$

Оценка отклонений от достоверности пробы

Количество частей воды и нефти после объединения нескольких проб, отобранных пробоотборником "ПОРТ":

$$\Sigma n_n = \frac{v_{1n} + \dots + v_{nn}}{\Sigma v_i};$$

$$\Sigma n_e = \frac{v_{1e} + \dots + v_{ne}}{\Sigma v_i}.$$

Количество частей воды и нефти после объединения нескольких проб, отобранных контрольным пробоотборником:

$$\Sigma N_n = \frac{V_{1n} + \dots + V_{nn}}{\Sigma V_i};$$

$$\Sigma N_e = \frac{V_{1e} + \dots + V_{ne}}{\Sigma V_i}.$$

Методическая погрешность определения доли воды и нефти при анализе пробы:

- Приведенная погрешность измерения общего объема контрольной пробы

$$g_{1к} = \frac{\sqrt{\Delta_1^2 + \Delta_2^2 + \dots + \Delta_i^2}}{V_k} \times 100, \%;$$

- Приведенная погрешность измерения объема воды в контрольной пробе

$$g_{2к} = \frac{\sqrt{\Delta_1^2 + \Delta_2^2 + \dots + \Delta_i^2}}{V_e} \times 100, \%;$$

- Погрешность измерения обводнённости в контрольной пробе

$$g_k = g_{1к} + g_{2к};$$

- Приведенная погрешность измерения общего объема объединённой пробы из пробоотборника ПОРТ-2

$$g_{1n} = \frac{\Delta_1}{V_n} \times 100, \%;$$

- Приведенная погрешность измерения объема воды в объединённой пробе из пробоотборника ПОРТ-2

$$g_{2n} = \frac{\Delta_1}{V_{en}} \times 100, \% ;$$

- Погрешность измерения обводнённости в объединённой пробе из пробоотборника ПОРТ-2

$$g_n = g_{1n} + g_{2n} .$$

Отклонение от достоверности пробы, отобранной пробоотборником ПОРТ-2 по нефти и воде:

$$\Delta_n = \left(\sum n_n - \sum N_n \right) \times 100, \% ;$$

$$\Delta_g = \left(\sum n_g - \sum N_g \right) \times 100, \% .$$

6. Результаты применения способа отбора пробы продукции скважины с полного поперечного сечения её потока

На рис. 8 представлена гистограмма сравнительного анализа содержания воды в пробах продукции скважины № 1075 Б, отобранных одновременно контрольным и рабочим пробоотборником.

По гистограмме (см. рис. 8) и табл. 4 видно, что минимальное отклонение от достоверности проб, отобранных "ПОРТом" составило 0,9 %, а максимальное - 2,3 %, что меньше принятого нами допускаемого значения отклонения ± 3 % (см. Методику приёмочных испытаний УП 2.00.00.000ПМ).

На гистограмме (см. рис. 9) показано в сравнении содержание газа в контрольной и рабочей пробах.

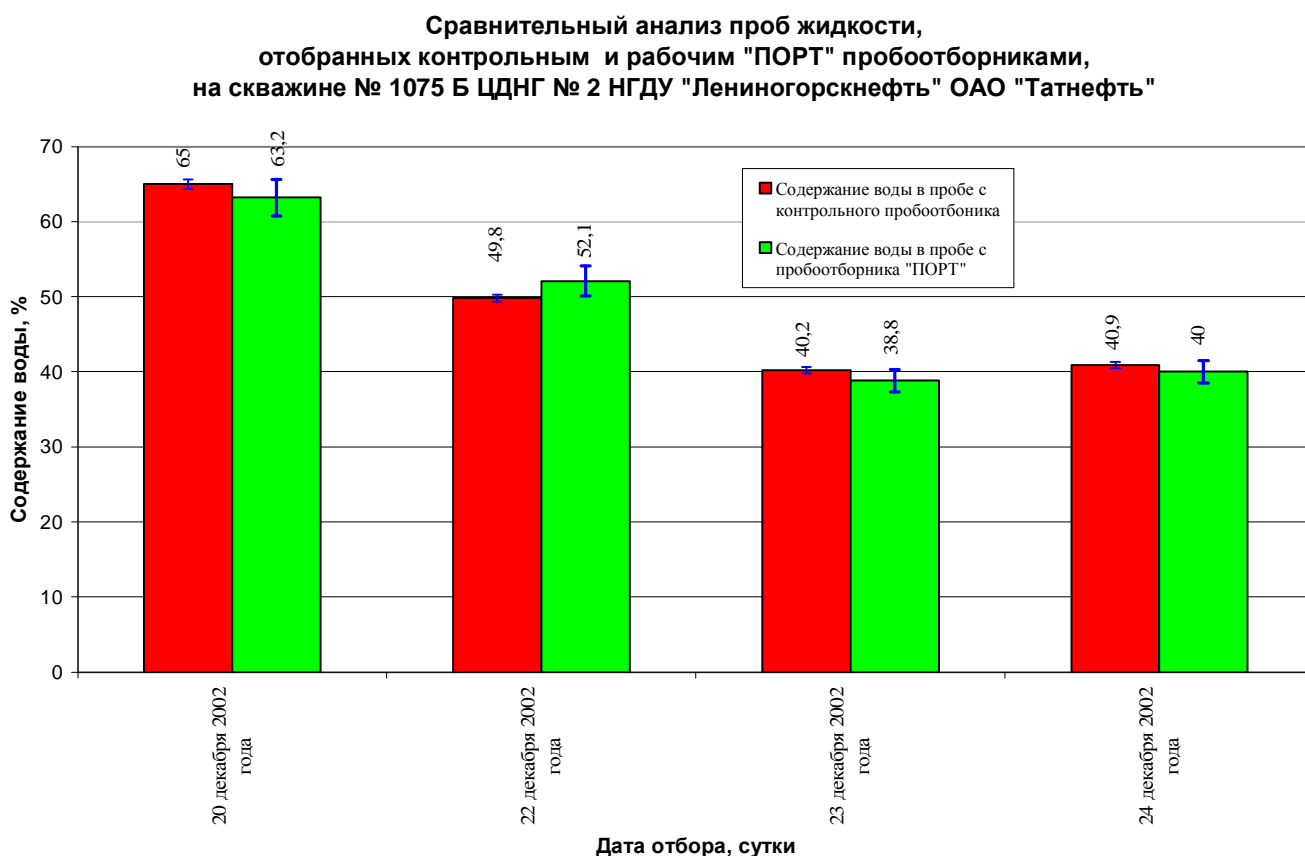


Рис. 8

Таблица 4

Дата отбора	Температура рабочей среды, °С	Температура окружающего воздуха, °С	Давление в точке отбора, МПа	Вязкость продукции в пробе на момент отбора, Сст	Отклонение от достоверности рабочей пробы по нефти Δн, %	Отклонение от достоверности рабочей пробы по нефти Δн, %
20.12.2002	+8	-17	16,4	2115	1,8	-1,8
22.12.2002.	+6	-19	15,5	2324	-2,3	2,3
23.12.2002.	+8	-19	13	2223	1,4	-1,4
24.12.2002.	+6	-17	13,4	2200	0,9	-0,9

Сравнительный анализ содержания газа в пробах продукции скважины, отобранных контрольным пробоотборником и пробоотборником "ПОРТ", на скважине № 1075 Б ЦДНГ № 2 НГДУ "Лениногорскнефть" ОАО "Татнефть"

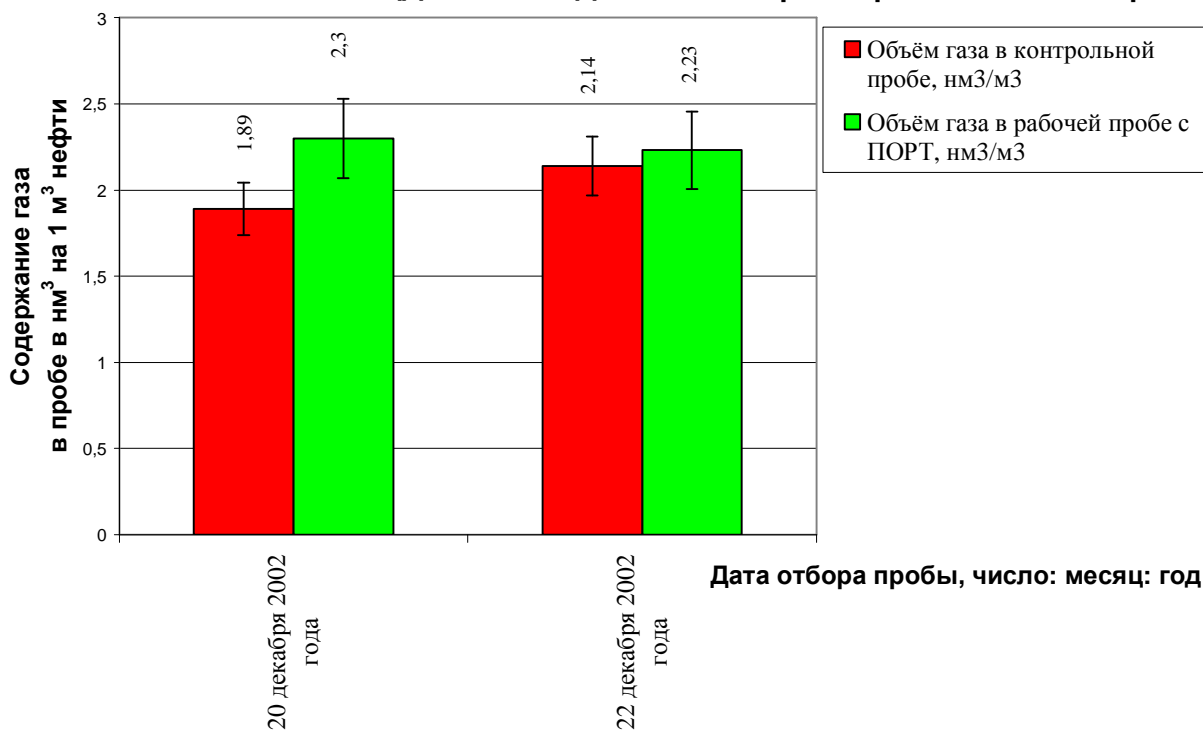


Рис. 9

Испытания пробоотборника "ПОРТ" производилось на устье трех скважин в период с июля 2002 года по январь 2003 года. Температура окружающей среды в этот период изменялась от 30 °С до минус 38 °С. Во всех случаях отбор проб производился без всяких осложнений. Вязкость пробы продукции скважины при минимальной температуре минус 38 °С составила 2598 Сст.

Отбор проб на скважинах № 1767 и 37969 производился при установившемся режиме работы пласт скважина – насос. На скважине 1075 Б отбор проб начал производиться после полуторасуточного простоя скважины, т. е. с момента не-установившегося режима работы пласт скважины – насос до установившегося режима работы пласт скважины – насос и далее. Динамический уровень жидкости в межтрубном пространстве скважины за этот промежуток времени изменился с 497 до 705 метров.

Параметры скважин и насосного оборудования по данным ЦДНГ показаны в таблице 5.

Таблица 5

Наименование параметра	Параметр		
	ЦДНГ № 1	ЦДНГ № 5	ЦДНГ № 2
1. Принадлежность скважины	ЦДНГ № 1	ЦДНГ № 5	ЦДНГ № 2
2. Номер скважины	1767	37969	1075 Б
3. Эксплуатируемый горизонт	Д-1	461-серпуховский	Д-1
4. Способ эксплуатации	ЭЦН-20	ШГН	ШГН
5. Диаметр плунжера насоса, мм		32	44
6. Глубина подвески насоса, м	1450	600	1300
7. Диаметр штанг, мм		19	19
8. Тип НКТ подъемной колонны (наружный диаметр), мм	73	73	73
9. Длина хода насоса, м		2,1	2,1
10. Число двойных ходов насоса, 1/мин		4,4	5,3
11. Давление в точке отбора, кг/см ²	9,0	9,5	от 7 до 17
12. Ориентировочный газовый фактор, нм ³ на 1 м ³ нефти	55	4,72	55
13. Ориентировочная обводненность по результатам отбора проб традиционным способом (через кран), %	78	98	75
14. Производительность насоса по жидкости, м ³ /сут	17	8	15

На рис. 10 и 11 показаны гистограммы содержания воды по анализам проб из пробоотборника "ПОРТ-2" на скважине 1075 Б. На рис. 10 видно изменение содержания воды в зависимости от изменения динамического уровня скважины. На рис. 12 показана гистограмма содержания газа в пробах продукции скважины.

Среднесуточное содержание воды в пробах,
отобранных пробоотборником "ПОРТ" на устье скважины 1075 Б ЦДНГ № 2 НГДУ
"Ленингорскнефть" ОАО "Татнефть"



Рис. 10

Часовой анализ изменения содержание воды в пробах,
отобранных пробоотборником "ПОРТ"
со скважины 1075 Б ЦДНГ № 2
НГДУ "Ленингорскнефть" ОАО "Татнефть"

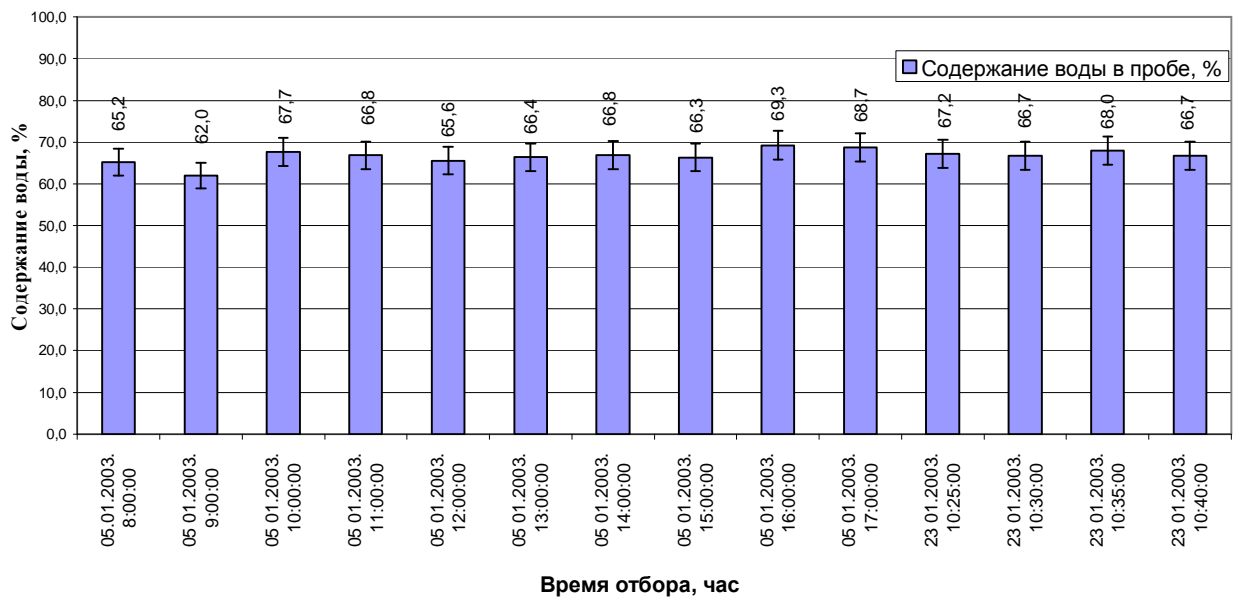


Рис. 11

**Содержание газа в пробах продукции скважины,
отобранных пробоотборником "ПОРТ",
на скважине № 1075 Б ЦДНГ № 2 НГДУ "Лениногорскнефть" ОАО "Татнефть"**

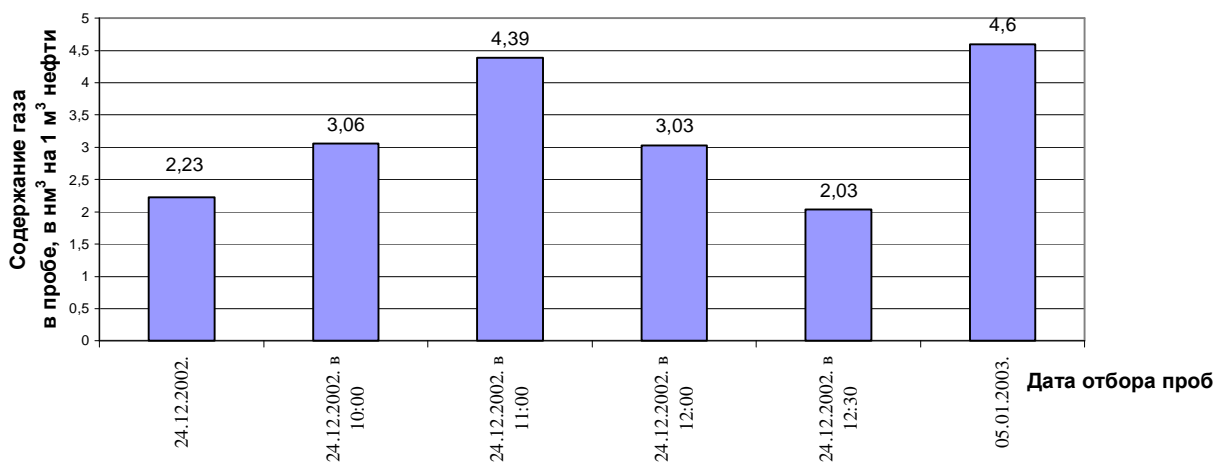


Рис. 12

На рис. 13, 14 и 15 показаны гистограммы для сравнения результатов содержания воды в пробах, отобранных на устье скважин № 37969 и № 1767 "ПОРТ-Том-2" и через кран традиционным способом.. Как видно из рисунков содержание воды в пробах, отобранных через "ПОРТ", стабильное, в то же время содержание воды в пробах, отобранных через кран традиционным способом, значительно изменяется от пробы к пробе, максимальное отклонение составляет 43,6 %.

Содержание воды в пробах продукции скважины № 37969 ЦДНГ № 5 НГДУ "Ленингорскнефть" ОАО "Татнефть"

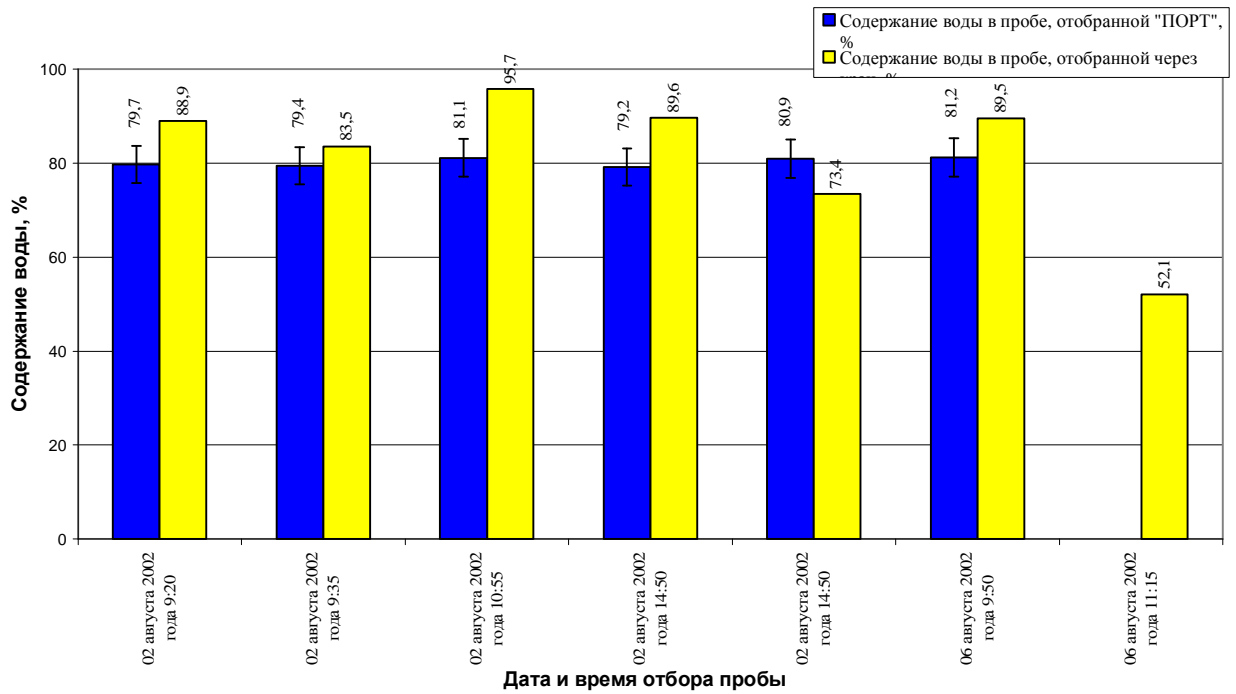


Рис. 13

Содержание воды в пробах продукции скважины № 1767 ЦДНГ № 2 НГДУ "Ленингорскнефть" ОАО "Татнефть"

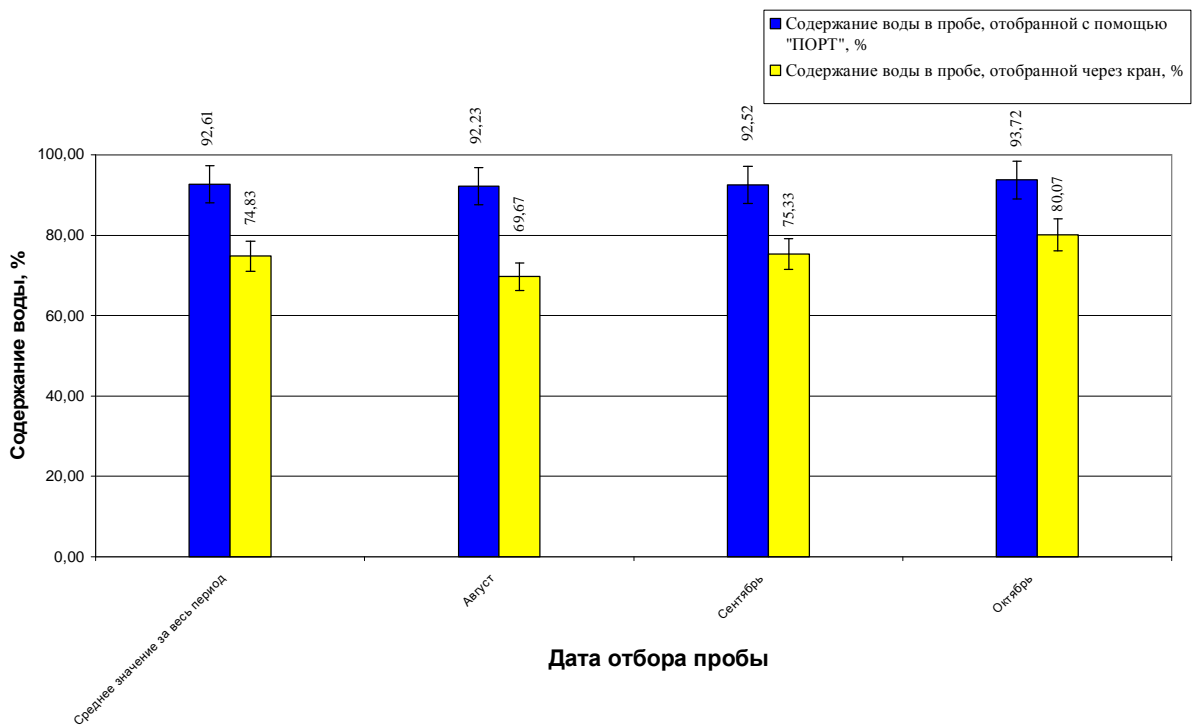


Рис. 14

Содержание воды в пробах продукции скважины № 1767 ЦДНГ № 2 НГДУ "Ленинаторскнефть" ОАО "Татнефть"

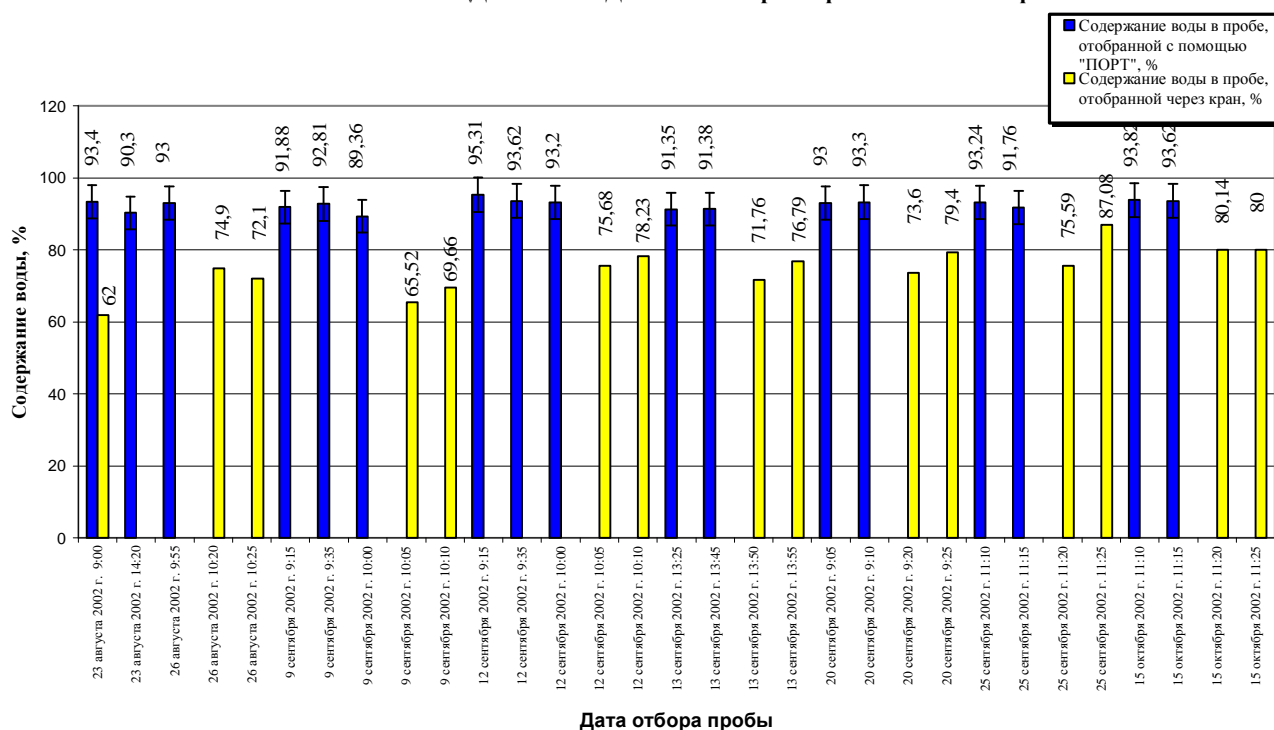


Рис. 15

В таблице 6 показаны абсолютное отклонение содержания воды заложенного в технологическом режиме по данным анализа проб, отобранных традиционным способом, от величины обводнённости, полученной по результатам анализа проб, отобранных "ПОРТ".

Таблица 6

Номер скважины	Содержание воды в продукции скважины по документам технологического режима, полученное по результатам отбора проб традиционным способом, %	Содержание воды в продукции скважины, полученное по результатам анализа проб, отобранных "ПОРТ", %	Абсолютное отклонение, %
1767	78	92,6	14,6
37969	98	80,3	-17,7
1075 Б	75	66,7	-8,3

Результаты анализа проб, отобранные "ПОРТ", сравнивались с результатами анализа проб, отобранных контрольным пробоотборником, при этом отклонение от достоверности не превысило допустимого значения, следовательно результаты анализа проб, отобранные "ПОРТ", достоверны.

В таблице 7 представлен анализ достоинств и недостатков способа отбора проб с полного поперечного сечения потока продукции скважины пробоотборником "ПОРТ".

Таблица 7

Достоинства	Недостатки
1. Высокая степень достоверности отбираемых проб (низкое абсолютное и относительное отклонение от достоверности пробы) в связи с реализацией способа, позволяющего охватить 100 % поперечного сечения потока продукции скважины.	1. Относительно высокая стоимость (от 15000 до 20000 рублей).
2. Достоверная информация о долевом составе продукции скважины, которая позволяет своевременно принимать верные решения по технологии эксплуатации скважины, что в конечном итоге снижает эксплуатационные затраты	2. Эксплуатационные затраты выше, чем у предыдущего устройства.
3. Отбор небольшого объема пробы.	3. Дополнительные затраты на внедрение нового пробоотборного устройства.
4. Отсутствие факторов, способствующих загрязнению окружающей среды.	4. Наличие дополнительного гидравлического сопротивления в месте установки пробоотборного устройства.
5. Безопасность и удобство процесса отбора пробы для оператора.	5. Затраты на монтаж на 10 ÷ 20 % выше, в сравнении с монтажом традиционного пробоотборного крана.
6. Выполнение функции индикатора потока в процессе отбора пробы, функции обратного клапана.	
7. Простота монтажа..	
8. Возможность хранения точечных проб в самом пробоотборнике в условиях отрицательной окружающей температуры.	
9. Низкие затраты на реализацию способа определения доли воды, нефти и газа в продукции скважины.	

Выводы

1. Существующие методы непрерывного измерения обводнённости продукции скважины либо технически не реализованы на практике, либо очень дороги.
2. Традиционный способ отбора проб не позволяет обеспечить необходимую достоверность проб. Этот способ опасен для здоровья оператора и загрязняет окружающую среду.
3. Реализация способа отбора пробы вырезкой её с полного поперечного сечения потока продукции скважины позволяет обеспечить высокую достоверность отбираемых проб.
4. Техническое средство для реализации этого способа обеспечивает безопасные условия работы оператора и не загрязняет окружающую среду.
5. Пробы, отобранные "ПОРТ", позволяют получить информацию не только о содержании в продукции скважины воды и нефти, но и газа.
6. Пробоотборник "ПОРТ" позволяет производить отбор проб высоковязкой продукции скважины при температуре окружающей среды до минус 40 °С.
7. Кроме определения содержания в продукции скважины воды, нефти и газа пробоотборное устройство "ПОРТ" решает и другие не менее важные проблемы:
 - выполняет функцию индикатора потока продукции скважины, т. е. информирует о величине подачи насоса или отсутствии её;
 - выполнять функцию обратного клапана на устье скважины.
8. Соотношение стоимости пробоотборного устройства "ПОРТ", надежности его работы, эксплуатационные затраты, а главное, достоверность результата проб, является оптимальным.

Список литературы:

1. Алешкин А.Н., Лабутин С.А., Пугин М.В. Исследования резонаторного СВЧ измерителя диэлектрической проницаемости твердых, сыпучих и жидких сред. Датчики и системы. 2000, № 10.
2. Алиев Т. М., Тер-Хачатуров А. А., Шекиханов А. М. Итерационные методы повышения точности измерений. М., Энергоатомиздат, 1986.
3. Ахобадзе Г.Н. Микроволновые принципы измерения физических параметров на базе кольцевых резонаторов. Автоматизация и современные технологии. 2000, № 12.
4. Ашзов А. М. Информационные системы контроля параметров технологических процессов. Л., Химия, 1983.
5. Байков Н. М., Позднышев Г. Н., Мансуров Р. И. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды. М., Недра, 1985.
6. Беляков В. Л. Автоматизация промысловой подготовки нефти и воды. М., Недра, 1988.
7. Беляков В. Л., Сагдеев Р. С. Измерение содержания нефти в высокообводненной эмульсии бесконтактными кондуктометрическими преобразователями с «жидкостным витком связи». Измерительная техника. 1988, № 3.
8. Беляков В.Л. Автоматический контроль параметров нефтяных эмульсий. М., Недра, 1992 г..
9. Бобков В. П., Грибанов Ю. И. Статистические измерения в турбулентных потоках. Энергоатомиздат, 1988.
10. Богомолов П. А., Сидоров В. И., Усольцев И. Ф. Приемные устройства ИК-систем. М., Радио и связь, 1987.
11. Большаков Г. Ф. Восстановление и контроль качества нефтепродуктов. М., Недра, 1982.
12. Браго Е. Н., Демьянов А. А. Использование сверхвысоких частот для измерения содержания компонентов в водонефтяных и газожидкостных потоках. М., изд. ВНИИОЭНГ, 1989.
13. Викторов В. А., Лучкин Б. В., Совлуков А. С. Радиоволновые измерения параметров технологических процессов. М., Энергоатомиздат, 1989.
14. Влагомер сырой нефти ВСН-1-СП. Паспорт, совмещенный с техническим описанием и инструкцией по эксплуатации. Саратов: Нефтесервисприбор, 1998.
15. Власов В.В., Виштак О.В., Самышкина Е.В. Результаты экспериментальных исследований ЭГД влагомера с системой электродов типа "игла-плоскость". Рук. деп. в ВИНТИ 19.05.98, № 1511-В98.
16. Герасимов Б. И., Глинкин И. Е. Микропроцессорные аналитические приборы. М., Машиностроение, 1989.
17. Жидкие углеводороды и нефтепродукты. Под ред. М. И. Шахпаронова, Л. П. Филиппова. М.: Изд-во МГУ, 1989.
18. Заявка № 0487798 ЕПВ. Устройство для определения влагосодержания. МКИ G 01 N 22/04; Техасо Development Corp. № 903129922. Заяв. 29.11.90. Опубл. 3.6.92.
19. Измерение содержания свободного газа в потоке нефти Б. А. Баринов, Н.Н.Репин, А. П. Рожнова, Р. В. Хабирова. М., Изд. ВНИИОЭНГ, 1987.
20. Илгунас В., Яронис Э., Сукацких В. Ультразвуковые интерферометры. Вильнюс, Мокслас, 1984.
21. Инструментальные методы исследования нефти под общ. ред. В. Г. Иванова. Новосибирск, Наука, 1987.
22. Кивилис С. С. Плотномеры. М., Энергия, 1980.
23. Ключев В. В., Филинов В. Н. Промышленная рентгеновская вычислительная томография. Состояние и тенденции. Приборы и системы управления. 1987, № 6, с. 15-23.

24. Ковтун И.И. Многопараметрические диэлькометрические методы измерения влажности. Рук. деп. в ГНТБ Украины 11.5.95. 1162-Ук95.
25. Кремлевский П. П. Измерение расхода многофазных потоков. Л., Машиностроение, 1982.
26. Круглоголов В. Д., Кулаков М. В. Ротационные вискозиметры. М., Машиностроение, 1984.
27. Крутин В. Н. Колебательные реометры. М., Машиностроение, 1985.
28. Кузнецов О. Л., Ефимова С. А. Применение ультразвука в нефтяной промышленности. М., Недра, 1983.
29. Леонтьев В.В. Радиоэлектронные средства экологического контроля для обнаружения и измерения характеристик разлива нефти на водной поверхности. Уч. пос., СПб., СПбГЭТИ "ЛЭТИ", 2001.
30. Ли У. Д., Ким Д. Х. Применение голографии в исследованиях с визуализацией многофазных течений. Теоретические основы инженерных расчетов. 1986. № 3, с. 172 - 188.
31. Липавский В. Н., Березкин В. Г. Автоматические газовые потоковые хроматографы. М., Химия, 1982.
32. Магомедов А.С. Теплофизические свойства высоковязких нефтей. Монография. Краснодар, КубГТУ, 2000.
33. Макс Ж. Методы и техника обработки сигналов при физических измерениях. Т. 1, 2. М., Мир, 1983.
34. Мельников В. И., Усынин Г. Б. Акустические методы диагностики двухфазных теплоносителей ЯЭУ. М., Энергоатомиздат, 1987.
35. Мельников В.И., Семенов А.Н. Акустический датчик для измерения влажности нефти. Методы и средства измерений физических величин. V Всеросс. Научн.-техн. конф. Тез. докл. Ч. 1. Нижний Новгород: НГТУ, 2000, с. 16.
36. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений (РД 153-39.0-109-01).
37. Многофазный измеритель расхода AGAR MPFM-401 фирмы "AGAR CORPORATION" (США)// Государственный реестр средств измерений. №15368—96.
38. Мухимедзянов А. Х., Беляков В. Л., Дерипаско Н. И. Современные приборы и методы контроля влажности нефти и продуктов ее переработки. М., ЦНИИТЭнефтехим, 1989.
39. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. ГОСТ 2517-85.
40. Никулин С.М. , Садкова О.В. Компьютерное моделирование СВЧ метода измерения комплексной диэлектрической проницаемости жидких диэлектриков. Методы и средства измерений физических величин. III Всеросс. научн.-техн. конф. Тез. докл. Ч. 1. Нижний Новгород, НГТУ, 1998.
41. Никулин С.М. , Садкова О.В. Оптимизация обработки измерительной информации в 12-полюсной рефлектометрии. Измерительная техника. 1999, № 12.
42. Никулин С.М., Садкова О.В. Градуировочные характеристики и погрешности измерения влагосодержания нефтепродуктов. Методы и средства измерений физических величин. III Всеросс. научн.-техн. конф. Тез. докл. Ч. 1. Нижний Новгород, НГТУ, 1998.
43. Никулин С.М., Садкова О.В. Компьютерное моделирование СВЧ метода контроля влагосодержания нефтепродуктов. Научн.-техн. конф. факультета радиоэлектроники и технической кибернетики. Тез. докл. Ч. 1. Нижний Новгород: НГТУ, 1998.
44. Никулин С.М., Садкова О.В. Регрессионная модель определения комплексной диэлектрической проницаемости жидких диэлектриков. Изв. вузов. Радиоэлектроника. 2000, № 3.
45. Никулин С.М., Садкова О.В. Экспресс-контроль влагосодержания и загрязнений нефтепродуктов СВЧ-методом с контролируемой точностью. Изв. Вузов. Радиоэлектроника. 1999, № 4.

46. Об измерении плотности легких углеводородов. В.Л.Беляков, А. А. Фаткуллин, А. Ю. Алексеев, А. А. Дворяшин. Повышение эффективности процесса сбора, подготовки нефти, газа и воды. Уфа, 1988., с. 150-155.
47. Обновленский П. А., Соколов Г. А. Тепловые системы контроля параметров процессов химической технологии. Л., Химия, 1982.
48. Пат. РФ № 2126143. Ультразвуковой расходомер компонентов многофазной среды // Изобретения. 1999. № 4.
49. Пат. РФ № 2138023. Способ определения расхода компонентов многофазной среды // Там же. 1999. № 26.
50. Пат. США № 5083029. Аппаратура и методы для измерения многофазных потоков. МПК G 01 № 23/222; Hal-libunon Co. № 650370. Заявл. 4.2.91. Оpubл. 21.1.92. НПК 250/390.05.
51. Пат. США № 5880375. Метод и аппаратура для измерений расходов многофазных потоков. МПК G 01 F 1/708. № 967421; Заявл. 10.11.1997; Оpubл. 09.03.1999; НПК 73/861.05. Англ.
52. Патент РФ № 2170925. Устройство для измерения содержания воды в водонефтяной эмульсии и плотности нефти, входящей в состав эмульсии, МПК G 01 № 27/02. № 98122801/28. Заявл. 16.12.1998. Оpubл. 20.07.2001. Рус.
53. Пекарский Г. Ш. Нейтронный радиометрический контроль материалов и изделий. М., Энергоатомиздат, 1987.
54. Полулях К. С. Резонансные методы измерений. М., Энергия, 1980.
55. Рогачев М.К., Кондрашева Н.К. Реология нефтей и нефтепродуктов. Уч. пос. Уфа, УГНТУ, 2000.
56. Теория и практика экспрессного контроля влажности твердых и жидких материалов. Е. С. Крический, В. К. Бензарь, М. В. Бенедиктов и др. М., Энергия, 1980.
57. Троицкий В. А., Валеви́ч М. И. Неразрушающий контроль сварных соединений. М., Машиностроение, 1988.
58. Ультразвуковые анализаторы качественных параметров нефти. В. Л. Беляков, В. В. Панарин, А. А. Абдулаев, А. Ю. Алексеев, З. Г. Ахмерова. М., Изд. ВНИИОЭНГ, 1987.
59. Фарзани Н. Г., Ильясов Л. В., Азим-Заде А. К. Автоматические детекторы газов и жидкостей. М., Энергоатомиздат, 1983, с. 96.
60. Фетисов В.С. Средства измерения влажности нефти: современное состояние, проблемы и перспективы (Обзор). Датчики и системы. 2000, № 3.
61. Фролов А.И. Проблемы измерения продукции скважин нефтяных месторождений. Датчики и системы. 2001, №9.
62. Хазнаферов А. И. Исследования пластовых нефтей. М., Недра, 1987.
63. Ханов Н.И., Фатхутдинов А.Ш., Слепян М.А. и др. Измерения количества и качества нефти и нефтепродуктов при сборе, транспортировке, переработке и коммерческом учете. СПб., С.-Пб. гос. ун-т экономики и финансов, 2000.
64. Цапенко М. П. Измерительные информационные системы. М., Энергоатомиздат, 1985.
65. Чельцов А. В. Измерительные устройства для контроля качества нефтепродуктов. Л., Химия, 1981.
66. Шарифуллин А.В. Нефтепродукты. Основы стандартизации, сертификации и метрологической деятельности (курс лекций). Казань: Казанский государственный технологический ун-т, 2001.