

ОТЧЕТ
по проведению опытно-промышленных испытаний (ОПИ)
поточного влагомера скважинной продукции «ПВСП-01»
на ДНС-8 ЦППН НГДУ «Ямашнефть»

Альметьевск, 2016г.

Предпосылки к проведению ОПИ.

Для продолжения работ по п.5.1 протокола совещания №1659605-1 от 05.12.2015г. по теме «Повышение качества определения обводненности» специалистами НГДУ «Ямашнефть» было принято решение провести испытание поточного влагомера скважинной продукции «ПВСП-01» на ДНС-8.

После завершения ОПИ на скважине №2015 ЦДНГ-2 влагомер «ПВСП-01» был смонтирован на ДНС-8 ЦППН НГДУ «Ямашнефть».

Цель испытаний – сличение результатов измерения среднесуточной обводненности жидкости, поступающей на узел учета ДНС-8, влагомером «ПВСП-01», вычислителем нетто-объема нефти NOC (*om Net Oil Computer*) ALTUS модели 3500 массового расходомера «СМФ-300» с результатами измерения среднесуточной массовой доли пластовой воды в нефти химико-аналитической лабораторией (ХАЛ) объединенных проб, отобранных автоматическим пробоотборником «Проба-1М».

1. Принципы измерения обводненности продукции.

Принцип действия поточного влагомера скважинной продукции «ПВСП-01» основан на измерении скорости распространения электромагнитного сигнала в средах с различной диэлектрической проницаемостью среды. Конструктивно влагомер ПВСП-01 состоит из следующих элементов - измерительной линии, первичного измерительного преобразователя (взрывозащищенный алюминиевый датчик УМФ 300-01 в корпусно-фланцевом исполнении) с чувствительным элементом в виде двухпроводного сенсора-волновода длиной 750 мм с электронным модулем УМФ300.20. Измеренные параметры влагомером ПВСП-01 передаются по интерфейсу связи RS485 на внешний контроллер типа УМФ300.25, обеспечивающий функционирование влагомера, обработку, вывод графической и текстовой информации.

Волновое сопротивление сенсора датчика зависит от диэлектрической проницаемости сред, находящихся в трубопроводной линии. Дискретная последовательность высокочастотных синусоидальных сигналов, распространяясь по сенсору, отражается от всех границ раздела пропорционально изменению диэлектрической проницаемости, а также замедляет или увеличивает скорость распространения в зависимости от значения диэлектрической проницаемости данной среды. Для этой цели электронный модуль УМФ300.20 поточного влагомера ПВСП-01 формирует гармонический сигнал с частотой от 10 до 300 МГц с шагом перестройки 1 МГц устройством измерения уровня суммарного излученного/отраженного сигналов и осуществляет передачу измеренных значений на вычислительный комплекс для обработки. Влагомер позволяет вести периодическое измерение обводнённости с частотой один раз в 5 секунд.

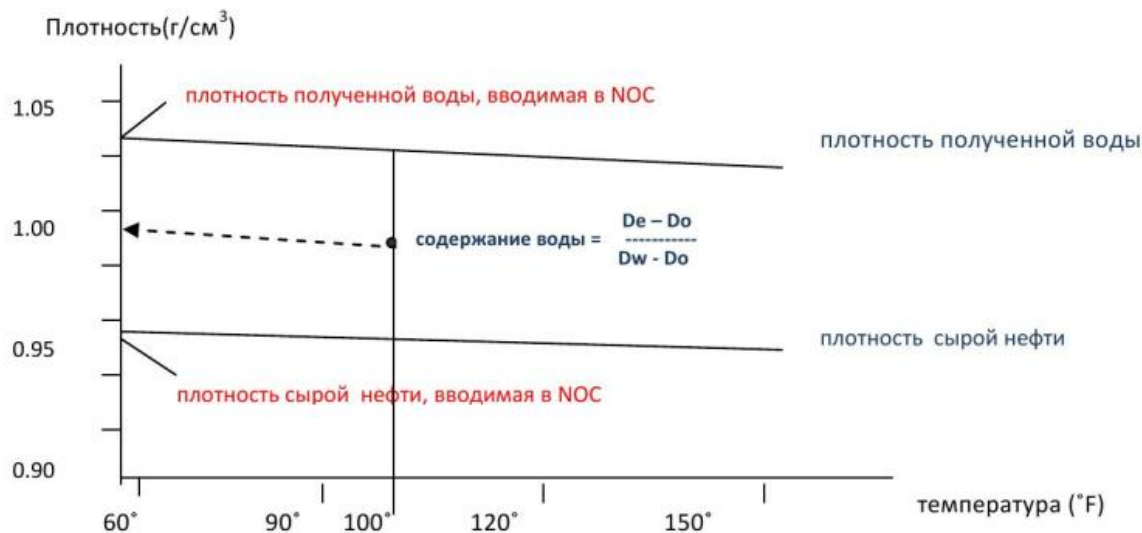
Принцип работы кориолисового массового расходомера построен на использовании силы Кориолиса, возникающей при колебаниях расходомерных трубок, через которые проходит измеряемая среда. Кориолисова сила скручивает трубки и вызывает сдвиг фазы, при этом измеряется временная разность между двумя волнами, прямо пропорциональная величине массового расхода. Изменение массы жидкости, содержащейся внутри трубок, приводит к соответствующему изменению собственной частоты колебаний трубок, которое используется для расчета плотности.

Конструктивно массовый расходомер состоит из сенсора, базового процессора (для отдельных моделей) и вычислителя нетто-объема нефти.

Вычислитель нетто-объема нефти NOC ALTUS рассчитывает содержание воды на основе следующего уравнения:

$$\text{Содержание воды} = \frac{D_e - D_o}{D_w - D_o},$$

где, D_e – плотность эмульсии,
 D_o – плотность нефти,
 D_w – плотность воды.



На графике показано, как NOC вычисляет содержание воды. Оператор вводит плотности чистой нефти и пластовой воды при опорной температуре (60°F=15,6°C на графике). Сенсор Micro Motion измеряет температуру текучей среды (100°F=37,8°C на графике). NOC экстраполирует эти плотности до рабочей температуры на основе уравнения API (Американского нефтяного института) для нефти и уравнения Исследовательского подразделения Chevron для получаемой воды. Уравнение содержания воды решается при рабочей температуре, затем приводится обратно к опорной температуре 60°F. Используя измеренные значения: содержание воды, массовый расход и нетто-плотности воды и нефти, NOC рассчитывает: нетто-расходы чистой нефти и пластовой воды при опорной температуре.

Автоматический пробоотборник ПРОБА-1М предназначен для отбора по заданной программе пробы жидкости (в течение суток), транспортируемой по трубопроводам, и оперативного контроля качества продукции. Измерения массовой доли воды производятся в лабораторных условиях по «Методике измерений массовой доли воды в химико-аналитической лаборатории ЦППН (с. Ямаши) НГДУ «Ямашнефть».

2. Технические и метрологические характеристики средств измерений и оборудования.

Основные технические и метрологические характеристики предоставленных для проведения сличений средств измерения приведены в таблицах 1, 2 и 3.

Таблица 1. Технические и метрологические характеристики влагомера «ПВСП-01».

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемной доли воды, %	от 0 до 100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения объемной доли воды в зависимости от влагосодержания, %	
- при объемной доле воды в диапазоне от 0 до 50% объемной доли воды	±0,5
- при объемной доле воды в диапазоне от 50 до 100% объемной доли воды	±1,5
Диапазон содержания массовой доли солей в	не регламентируется

Наименование характеристики	Значение
жидкости, %	
Качественный состав нефтепродуктов	не регламентируется
Содержание свободного газа в общем объеме жидкости не более, %	10
Расход жидкости, м ³ /ч	не регламентируется
Диапазон температур рабочей среды, °С	от 0 до плюс 90
Максимальное рабочее давление, МПа	4
Плотность рабочей среды, кг/м ³	не регламентируется
Вид присоединения к технологическому процессу	- фланцевый (D _y ≥ 50 мм) ; - быстроразъемное соединение (БРС)
Исполнение по взрывозащите	1Exd[ia]ПВТ4
Потребляемая мощность, Вт, не более	4,5
Параметры электрического питания: - напряжение постоянного тока, В	15 ± 4
Условия эксплуатации: Диапазон температуры окружающей среды, °С Относительная влажность воздуха при температуре плюс 35 °С, % Диапазон атмосферного давления, кПа	от минус 50 до плюс 55 от 0 до 98 от 60 до 106,7
Назначенный срок службы, лет	10
Диаметр измерительной камеры, мм	100 и более

Таблица 2. Технические и метрологические характеристики массового расходомера «СМФ-300» с вычислителем НОС.

Наименование характеристики	Значение
Номинальный расход, кг/час	159 000
Максимальный расход, кг/час	272 000
Погрешность массового и объемного расходов,	± 0,25 % от расхода
Погрешность при измерении плотности, кг/м ³	± 0,5
Погрешность измерения температуры, °С	± 1

Таблица 3. Технические характеристики автоматического пробоотборника ПРОБА-1М, метрологические характеристики "Методики измерений массовой доли воды в химико-аналитической лаборатории ЦППН (с. Ямаши) НГДУ «Ямашнефть».

Наименование характеристики	Значение
Характеристика отбираемого продукта	
температура, °С	+2 ...+65
кинематическая вязкость, м/с	1x10-6 ... 300x10-6
плотность, кг/см ³	750 ... 990

Наименование характеристики	Значение
Погрешность при измерении плотности, кг/м ³	± 0,5
Погрешность измерения температуры, °С	± 1
Содержание солей, мг/л, не более	5000
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля парафина, %, не более	7
Массовая доля сернистых соединений, %, не более	3,5
Максимальная упругость паров при температуре +10...+40 °С, кПа	29 ... 67
Объемная доля воды, %, не более	2
Технические характеристики пробоотборника	
Объем пробы, отбираемой пробоотборником:	
за один цикл, регулируемый, см ³	2...20
Объем пробы, вмещающейся в баллон, см ³ , не менее	3000
Метрологические характеристики методики измерений ХАЛ	
Погрешность определения объемного влагосодержания в ХАЛ (свидетельство об аттестации №0001.310069-2012/1-12), %	0,3±0,6 (в диапазоне измерения 10÷99 % массовой доли воды)

3. Технологическая схема ДНС-8.

Жидкость ЦДНГ-4 с ГЗНУ-5, 770, 4304, 4625, ГЗУ-19, 20, 21, 22 поступает в общую приемную гребенку, откуда направляется самотеком для дегазации в нефтегазосепараторы С-1,2 (V=32 м³), работающие параллельно. Затем дегазированная нефть поступает в буферную емкость Е-5 (V=200 м³), откуда насосными агрегатами №4,5 прокачивается через путевой подогреватель, подогревается и через оперативный узел учета поступает в технологический РВС-3 (V=2000 м³), где происходит разделение фаз: пластовая вода, нефть, газ. Нефть с отметки 7 или 9 метров перетекает в товарный РВС-1 (V=2000 м³), а вода в резервуар подготовки пластовой воды РВС-2 (V=2000 м³). Нефть с РВС-1 откачивается насосными агрегатами №1,2 через оперативный узел учета нефти на ДНС-1с. Подготовленная пластовая вода с РВС-2 поступает на прием КНС-8с.

4. Монтаж влагомера на объект.

Совместно, специалистами ЦДНГ-4, ЦППН НГДУ «Ямашнефть» и ООО «ГБТ» было определено место монтажа влагомера в технологическую линию оперативного узла учета жидкости ЦДНГ-4 (фото 1). 28 марта 2016 г. были завершены монтажные работы по прокладке кабельной продукции, монтажу влагомера, контроллера сбора и передачи данных, наладочные работы и вывод информации на Веб-портал ООО «ГБТ». Также были проведены работы по проверке верхней точки диапазона измерений (100 % обводненности) влагомера на пластовой воде с РВС-2 и внесены соответствующие корректировки в калибровочную таблицу влагомера. Монтаж автоматического пробоотборника «Проба-1М» (фото 2).



Фото 1. Монтаж влагомера «ПВСП-01» в технологическую линию



Фото 2. Монтаж автоматического пробоотборника «Проба-1М» в технологическую линию

5. Уравнение материального баланса по ДНС-8.

В связи с отсутствием на объекте (на момент врезки влагомера «ПВСП-01») автоматического пробоотборника, было принято решение оценивать точность измерения методом материального баланса.

Для составления уравнения материального баланса по объекту ДНС-8 было решено рассчитывать баланс по схеме – вход «Узел учета ЦДНГ-4» - «РВС-1,2,3» - «Узел учета откачки нефти в направлении ДНС-1с» - «Узел учета откачки пластовой воды на КНС-8с». Для этого на контроллер сбора и передачи данных была дополнительно выведена информация о расходе жидкости с вычислителя нетто-объема нефти НОС массового расходомера «СМФ-300» и состоянии насосных агрегатов внутренней перекачки №4,5.

Недостающая информация запрашивалась по телефону у операторов ДНС-8, диспетчера ЦДНГ-4.

Уравнение баланса:

$$Q_{ж.вход} - Q_{ж.выход} \pm \Delta Q_{ж.рвс} = 0,$$

$$Q_{ж.вход} = Q_{ж.выход} \pm \Delta Q_{ж.рвс}, \text{ где}$$

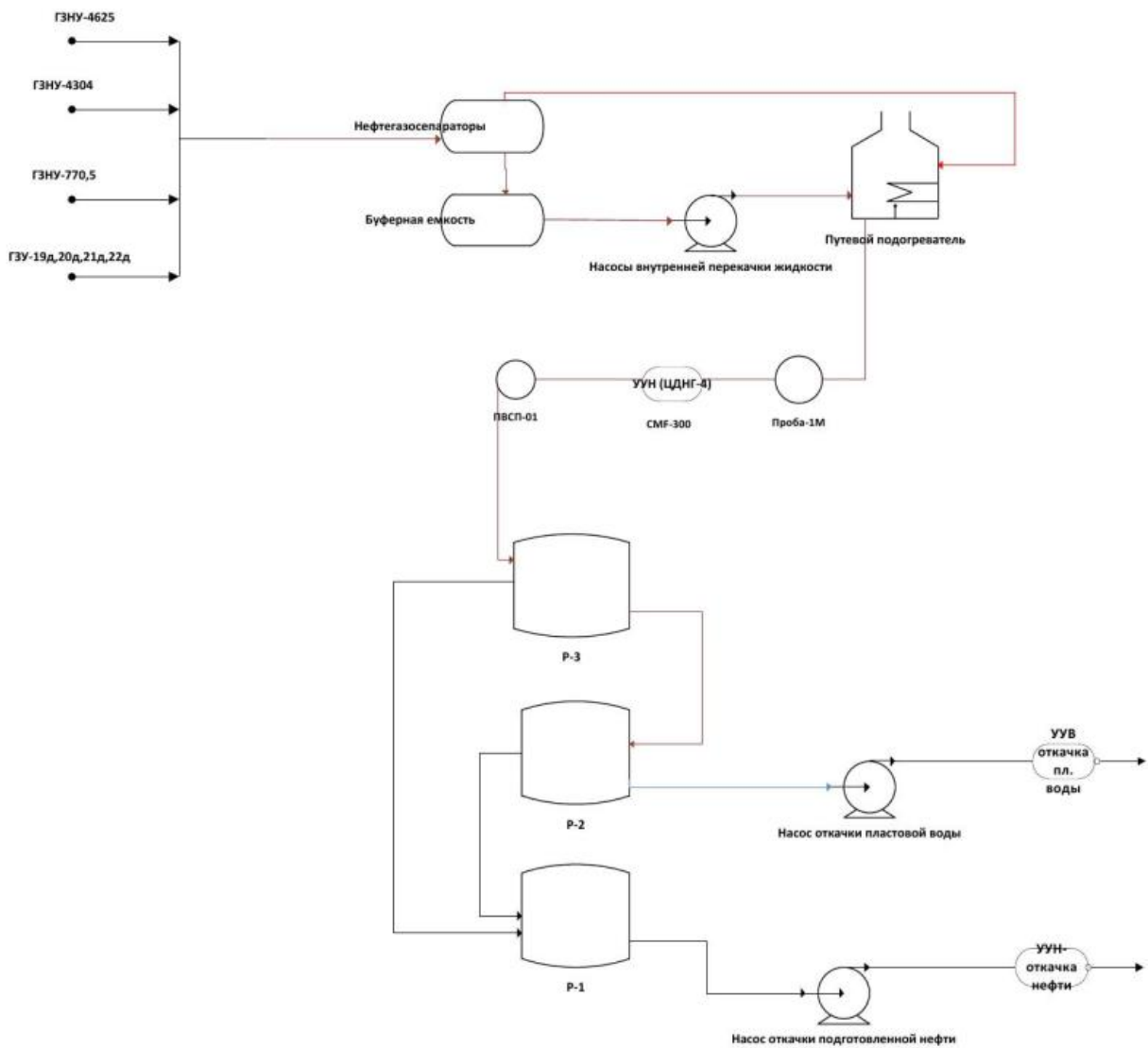
$Q_{ж.вход}$ – показания массомера оперативного узла учета жидкости ЦДНГ-4 (m^3),

$Q_{ж.выход}$ – показания массомера (откачка нефти на ДНС-1) + откачка пластовой воды на КНС-8с (m^3),

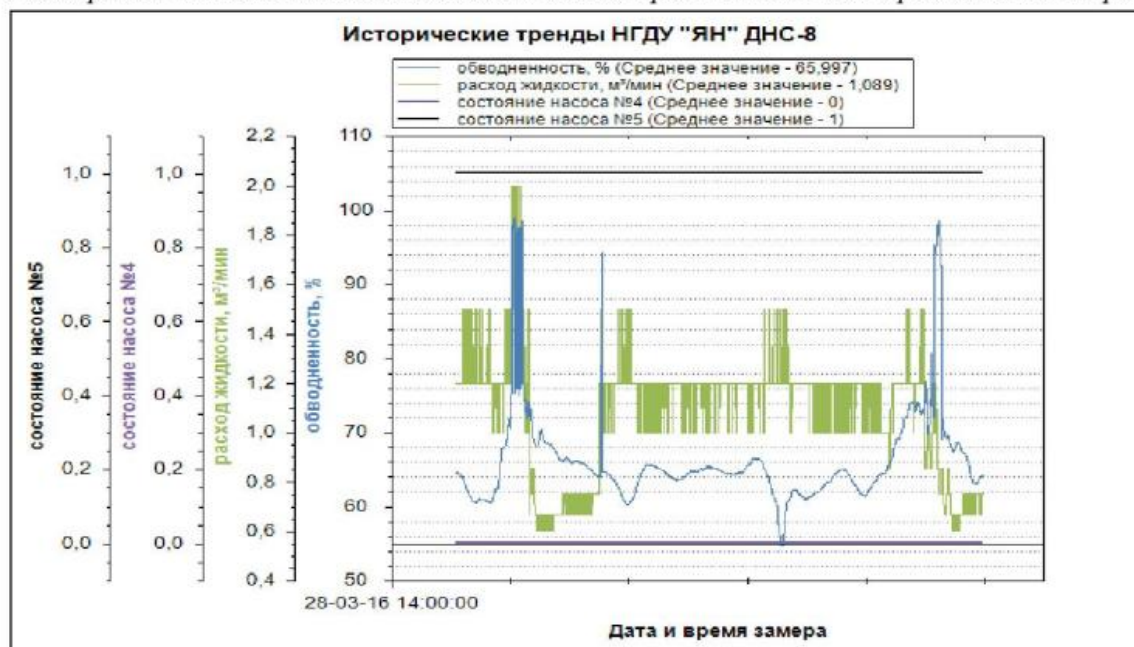
$\pm \Delta Q_{ж.рвс} = Q_{ж.рвс(2)} - Q_{ж.рвс(1)}$ – изменения уровней в РВС-1,2,3 за сутки, переведенные в m^3 , (2-уровни (взлив) в РВС за текущие сутки; 1-уровни (взлив) в РВС за предыдущие сутки).

Из градуировочных таблиц на РВС-1,2,3 ($2000 m^3$): $1 cm = 1,81 m^3$.

Технологическая схема ДНС-8.



Тренд измерения обводненности жидкости влагомером «ПВСП-01» представлен на рисунке.



6. Настройка нижней и верхней точки диапазона измерений влагомера.

Полученные на 10.04.2016 г. данные показали расхождение результатов измерения обводненности влагомером «ПВСП-01» с показаниями массового расходомера (до 10%). В связи с этим 11.04.2016 г. была осуществлена повторная проверка нижней (0%) и верхней точек (100 %) диапазона измерений влагомера. Для этого в измерительную камеру влагомера «ПВСП-01» была залита подготовленная нефть с объемным влагосодержанием 1,46% (по данным ХАЛ). После внесения настроек показания влагомера на подготовленной нефти составили 1,31%, что входит в диапазон погрешности данного интервала измерений (меньше 0,5%). Также повторно была проверена верхняя точка диапазона измерений влагомера при заполнении измерительной камеры пластовой водой. После проведения настройки влагомера по нижней и верхней точкам диапазона измерений с 12.04.2016 г. расхождение уменьшилось до 1÷2 % и менее.

Тренды измерения обводненности по влагомеру представлены на рис. 2 (начало ОПИ) и рис. 3 (завершение ОПИ).

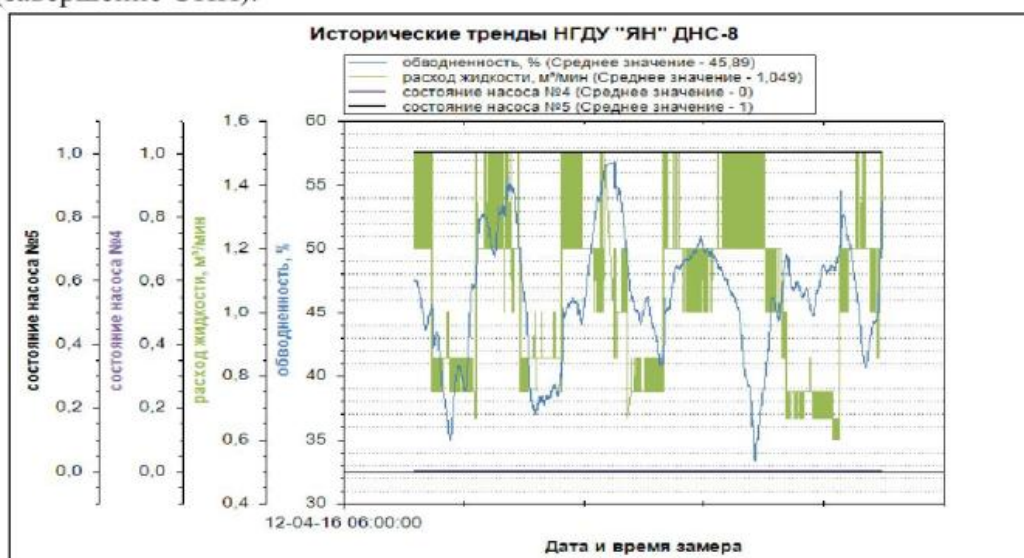


Рис. 2.

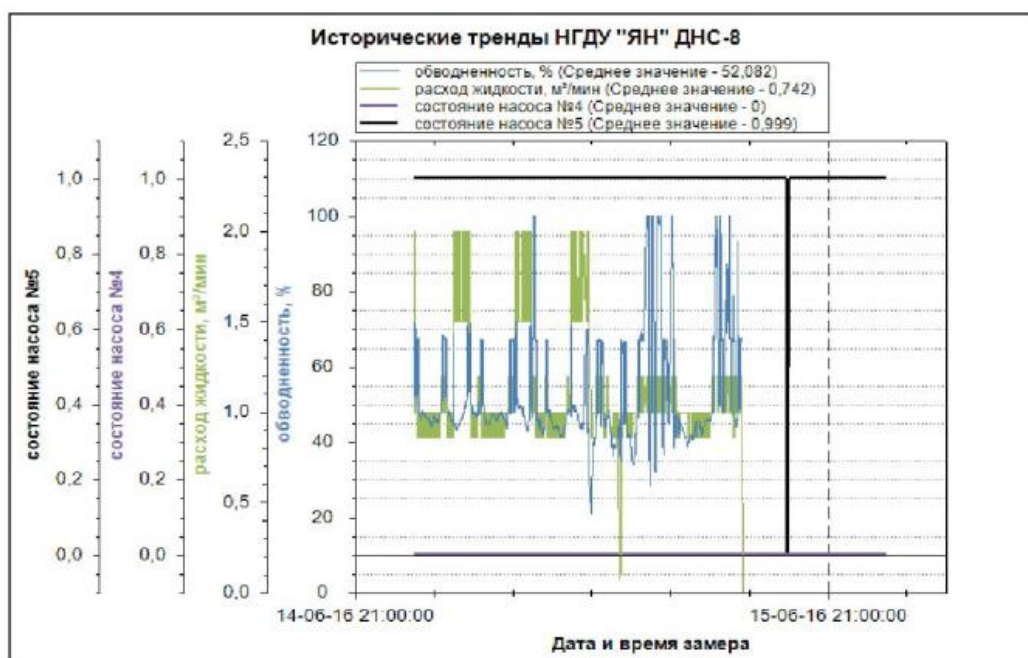


Рис. 3.

7. Результаты сличения показаний обводненности.

Результаты полученной информации по балансу жидкости на объекте ДНС-8 показали положительный результат, среднее значение составило: -0,41 %. Информация в приложениях №1, 2.

По полученной информации - балансу нефти и сточной воды (информация по изменениям уровней раздела фаз «нефть-эмульсия» и «эмульсия-вода») расхождение баланса за сутки составляло до 21,2 % по нефти и 1,15% по пластовой воде и наоборот. Среднее значения дисбаланса по нефти на основании результатов расчета обводненности вычислителем нетто-объема нефти NOC составило 3,95 %, по пластовой воде – 4,92%. Среднее значения дисбаланса по нефти на основании результатов измерений обводненности влагомером составило 7,03 %, по пластовой воде - 8,5 %. Информация в приложении №3.

3 июня 2016 года смонтирован и запущен в работу автоматический пробоотборник «Проба-1М». Результаты измерений среднесуточной массовой доли пластовой воды в нефти, полученные химико-аналитической лабораторией из проб суточного отбора продукции объекта, в приложении №4.

8. Отказы.

За время проведения сличений отказов оборудования не зафиксировано.

9. Выводы.

Все средства измерений, предоставленные для проведения сличений измеренных значений обводненности продукции объекта ДНС-8, а также участвующие в расчете уравнения баланса жидкости по ДНС-8, находятся в исправном состоянии, имеют метрологическую аттестацию (имеются свидетельства о поверке и калибровке).

Результаты сличений показали совпадение измеренных значений обводненности влагомером и вычисленных вычислителем нетто-объема нефти NOC массового расходомера «СМФ-300». Результаты измерений среднесуточной массовой доли пластовой воды в нефти объединенных проб в ХАЛ показали сходимость с измерениями влагомера «ПВСП-01» и вычислениями вычислителем нетто-объема нефти NOC массового расходомера «СМФ-300».

Абсолютная погрешность измерений влагомера составила в среднем - 1,5%. Абсолютная погрешность вычисления вычислителем нетто-объема нефти НОС составила в среднем - 1,1%. Что соответствует заявленным метрологическим характеристикам.

10. Рекомендации.

При проведении наладочных работ после монтажа влагомера на объекте необходимо проводить проверку нижней и верхней точек диапазона измерений влагомера на подготовленной нефти и пластовой воде с объекта эксплуатации.

Начальник центра инжиниринга ООО «ГБТ»

А. В. Мигачев

Начальник отдела по автоматизации
производственных процессов
НГДУ «Ямашнефть»

И. Э. Хамурзин

Главный метролог НГДУ «Ямашнефть»

М. Г. Габдрахманов

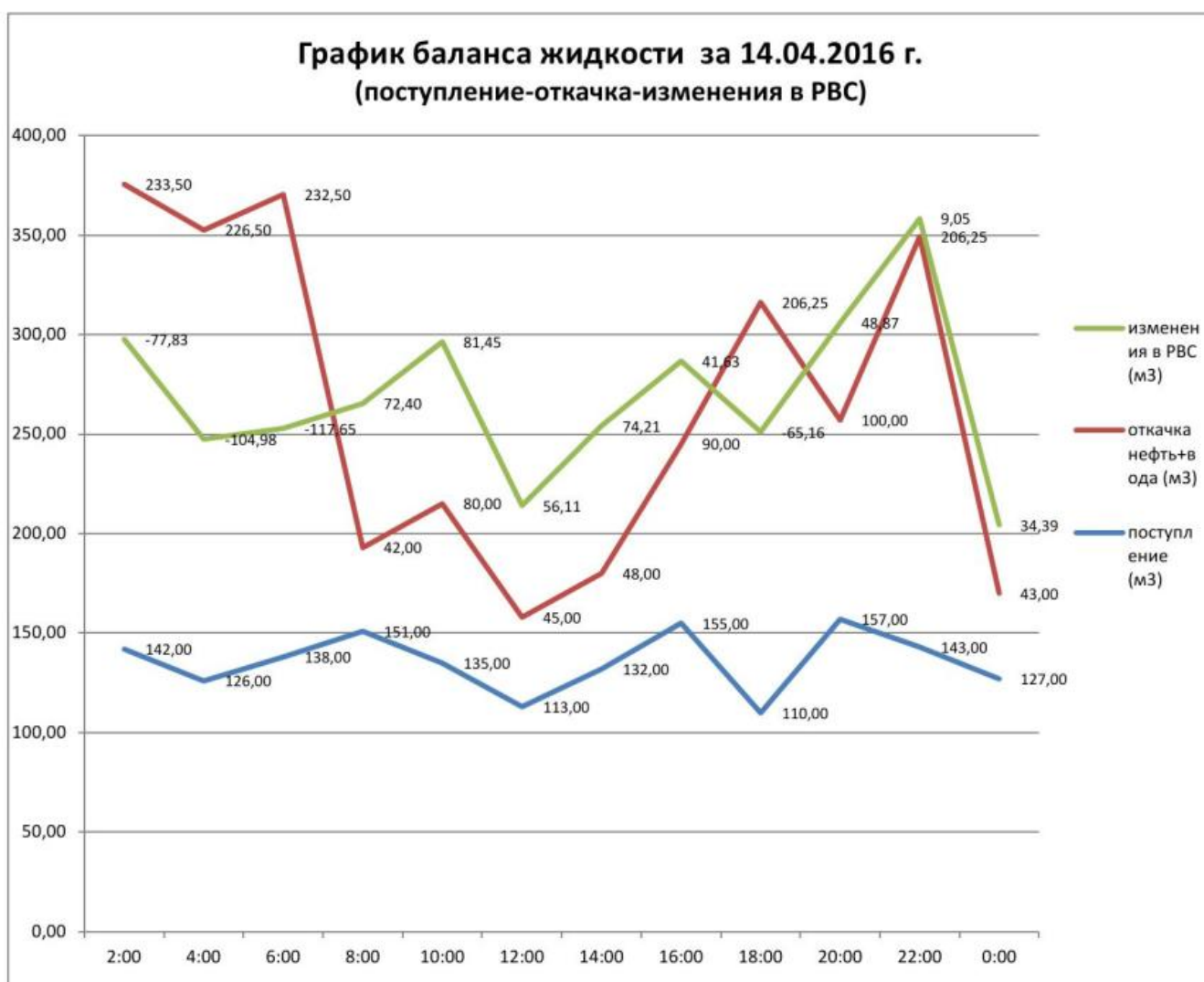
Заместитель начальника ЦДНГ-4
НГДУ «Ямашнефть»

В. М. Борисов

Дата	Поступле-ние жидкости (м3)	массомер			влагомер			Откачка нефти на ДНС-1с (м3)	Откачка воды на ЮНС-8с (м3)	Изменения в РВС				Баланс по жидкости		Баланс по нефти		Баланс по воде		СМФ-300 - ГВСП-01, (%)
		обводнен-ность (%)	нефть (м3)	вода (м3)	обводнен-ность (%)	нефть (м3)	вода (м3)			взлив (м3)	нефть (м3)	эмulsion (м3)	вода (м3)	массомер		влагомер				
														м3	%	м3	%			
12.04.2016	1535	48	798.2	736.8	45.89	830.59	704.41	722	814	-18.1	32.58	-5.43	-45.25	17.1	1.11	5.46	-4.34	9.15	-9.13	2.11
13.04.2016	1545	51	757.05	787.95	47.58	809.94	735.06	845	727	3.62	-117.65	-5.43	76.02	-30.62	-1.98	3.92	-1.91	10.20	-9.25	3.42
14.04.2016	1613	50.7	795.21	817.79	48.17	835.99	777.01	807	746	52.49	-103.17	45.25	83.26	7.51	0.47	11.49	-1.40	15.81	-6.72	2.53
16.04.2016	1611	52	773.28	837.72	48.14	835.42	775.58	720	866	21.72	48.87	72.4	-5.43	3.28	0.20	0.57	-2.73	7.97	-10.96	3.86
17.04.2016	1587	49	809.37	777.63	48.61	815.54	771.46	704	989	-104.98	7.24	72.4	-114.03	-1.02	-0.06	12.12	-12.52	12.79	-13.42	0.39
18.04.2016	1566	52	751.68	814.32	49.46	791.46	774.54	688	895	-10.86	19.91	54.3	-28.96	-6.14	-0.39	5.82	-6.35	10.56	-11.81	2.54
19.04.2016	1584	51	776.16	807.84	48.84	810.37	773.63	791	909	-106.79	7.24	54.3	-1.81	-9.21	-0.58	-2.84	-12.30	1.50	-17.26	2.16
20.04.2016	1739	53	817.33	921.67	50.84	854.96	884.04	782	744	171.95	-99.55	-21.72	119.46	41.05	2.36	16.50	6.32	20.18	2.33	2.16
21.04.2016	1680	50	840	840	50.75	827.4	852.6	719	881	45.25	1.81	-21.72	68.78	34.75	2.07	14.19	-13.07	12.88	-11.40	-0.75
22.04.2016	1674	52.6	793.48	880.52	50.15	834.57	839.43	566	1018	108.6	157.47	1.81	-90.5	-18.6	-1.11	8.82	-5.34	13.31	-10.49	2.46
23.04.2016	1700	54	782	918	52.03	815.58	884.43	665	1349	-300.46	115.84	1.81	-217.2	-13.54	-0.80	0.15	-23.29	4.26	-27.97	1.98
24.04.2016	1680	53	789.6	890.4	51.65	812.3	867.7	694	802	209.96	104.98	-1.81	119.46	-25.96	-1.55	-1.19	-3.49	1.64	-6.20	1.35
25.04.2016	1681	51	823.69	857.31	51.19	820.56	860.44	725	979	-48.87	9.05	-1.81	-34.39	25.87	1.54	10.88	-10.18	10.54	-9.78	-0.19
26.04.2016	1719	53.9	792.46	926.54	52.21	821.53	897.47	673	903	162.9	79.64	-112.22	-5.43	-19.9	-1.16	5.02	3.13	8.39	-0.01	1.69
27.04.2016	1662	51	814.38	847.62	52.13	795.65	866.35	710	927	41.63	132.13	-112.22	1.81	-16.63	-1.00	-3.41	-9.58	-5.84	-7.21	-1.13
28.04.2016	1569	52	753.12	815.88	48.91	801.66	767.34	750	848	-70.59	-28.96	152.04	-5.43	41.59	2.65	4.26	-3.27	10.06	-9.80	3.09
29.04.2016	1496	49.8	750.99	745.01	48.91	764.37	731.63	787	929	-190.05	-77.83	152.04	-81.45	-29.95	-2.00	5.57	-13.76	7.22	-15.84	0.89
06.05.2016	1476	51	723.24	752.76	46.55	788.98	687.02	674	834	-23.53	117.65	41.63	-47.06	-8.47	-0.57	-9.46	-4.54	-0.34	-14.54	4.45
07.05.2016	1500	50.8	738	762	45.53	817.1	682.91	767	693	12.67	-56.11	41.63	3.62	27.33	1.82	3.67	8.58	13.00	-2.01	5.27
08.05.2016	1524	50	762	762	46.89	809.37	714.63	792	924	-228.06	-88.69	-199.1	-110.41	36.06	2.37	7.70	-6.77	13.10	-13.85	3.11
11.05.2016	1686	48	876.72	809.28	52.8	795.79	890.21	805	878	-30.77	-115.84	-14.48	0	33.77	2.00	21.39	-8.49	13.40	1.37	-4.80
12.05.2016	1708	50.599	844.45	863.55	50.56	844.44	863.56	713	1126	-126.7	38.01	-14.48	-126.7	-4.3	-0.25	11.07	-15.72	11.06	-15.72	0.00
13.05.2016	1685	53.7	780.16	904.85	52.67	797.51	887.49	707	419	508.61	30.77	-23.53	356.57	50.39	2.99	5.43	14.29	7.49	12.61	1.03
14.05.2016	1591	49	811.41	779.59	46.96	843.87	747.13	784	1026	-226.25	-10.86	-23.53	-179.19	7.25	0.46	4.72	-8.62	8.38	-13.34	2.04
15.05.2016	1590	48	826.8	763.2	48.13	824.73	765.27	840	946	-238.92	-135.75	88.69	-38.01	42.92	2.70	14.82	-18.97	14.61	-18.65	-0.13
17.05.2016	1511	52	725.28	785.72	46.02	815.64	695.36	684	800	27.15	110.41	-92.31	0	-0.15	-0.01	-9.53	-1.82	2.60	-15.05	5.98
18.05.2016	1512	49	771.12	740.88	45.92	817.69	694.31	842	772	-112.22	-74.21	-92.31	-57.92	10.22	0.68	0.43	3.62	6.10	-2.85	3.08
19.05.2016	1519	49	774.69	744.31	45.27	831.35	687.65	836	843	-186.43	-32.58	-36.2	-28.96	26.43	1.74	-3.71	-9.37	3.36	-18.38	3.73
20.05.2016	1539	49.5	777.2	761.81	46.81	818.59	720.41	624	749	171.95	114.03	-36.2	25.34	-5.95	-0.39	5.04	-1.64	9.84	-7.49	2.69
21.05.2016	1541	47.9	802.86	738.14	45.83	834.76	706.24	838	825	-132.13	-48.87	-30.77	-39.82	10.13	0.66	1.71	-6.37	5.47	-11.18	2.07
22.05.2016	1380	47	731.4	648.6	46.79	734.3	645.7	846	759	-126.7	-104.98	-30.77	-5.43	-98.3	-7.12	-1.32	-16.18	-0.92	-16.71	0.21
23.05.2016	1380	49	703.8	676.2	45.54	751.55	628.45	755	661	-43.44	-36.2	-72.4	47.06	-79.44	-5.76	-2.13	-4.71	4.36	-12.67	3.46
24.05.2016	1470	49.3	745.29	724.71	45.31	803.94	666.06	733	837	-36.2	54.3	-72.4	-52.49	-63.8	-4.34	-5.64	-8.25	2.07	-17.78	3.99
25.05.2016	1509	51.6	730.36	778.64	48.37	779.1	729.9	554	805	65.16	148.42	135.75	-63.35	84.84	5.62	3.83	4.75	9.84	-1.61	3.23
26.05.2016	1438	48	747.76	690.24	44.55	797.37	640.63	729	593	141.18	-27.15	135.75	94.12	-25.18	-1.75	6.14	0.45	11.98	-7.26	3.45
30.05.2016	1398	49	712.98	685.02	47.77	730.18	667.82	831	810	-9.05	-57.92	65.16	-3.62	-233.95	-16.73	-8.43	-17.72	-5.88	-20.75	1.23
31.05.2016	1432	49	730.32	701.68	47.24	755.52	676.48	781	878	-101.36	-52.49	-28.96	-70.59	-125.64	-8.77	0.25	-15.07	3.58	-19.35	1.76
02.06.2016	1432	51	701.68	730.32	48.598	736.65	695.35	879	658	-144.8	-148.42	104.98	32.58	39.8	2.78	-4.12	5.44	0.82	0.69	2.44
03.06.2016	1613	48	838.76	774.24	45.87	873.12	739.88	775	664	54.3	-114.03	104.98	101.36	119.7	7.42	21.20	1.15	24.30	-3.44	2.13
06.06.2016	1513	44	847.28	665.72	44.63	837.75	675.25	642	760	23.53	85.07	-38.01	-16.29	87.47	5.78	14.19	-11.72	13.21	-10.14	-0.63
07.06.2016	1506	49	768.06	737.94	49.13	766.1	739.9	752	780	59.73	34.39	-38.01	23.53	-85.73	-5.69	-2.39	-8.89	-2.65	-8.60	-0.13
08.06.2016	1535	51	752.15	782.85	50.47	760.29	774.71	941	733	-150.23	-219.01	121.27	30.77	11.23	0.73	4.01	2.44	5.04	1.41	0.53
09.06.2016	1568	52	813.01	754.99	48.15	813.01	754.99	800	857	-179.19	-39.82	121.27	-99.55	90.19	5.75	6.50	-0.33	6.50	-0.33	3.85
11.06.2016	1738	50	839.45	898.55	51.7	839.45	898.55	734	961	135.75	202.72	-36.2	-130.32	-92.75	-5.34	-11.59	7.55	-11.59	7.55	-1.70
12.06.2016	1620	48	725.44	894.56	55.22	725.44	894.56	980	844	-184.62	-356.57	-65.16	148.42	-19.38	-1.20	14.06	-10.94	14.06	-10.94	-7.22
13.06.2016	1607	51.3	824.39	782.61	48.7	824.39	782.61	715	341	564.72	164.71	-65.16	260.64	-13.72	-0.85	-6.71	23.12	-6.71	23.12	2.60
14.06.2016	1600	46	788.16	811.84	50.74	788.16	811.84	1073	870	-327.61	-161.09	59.73	1.81	-15.39	-0.96	-15.70	-7.39	-15.70	-7.39	-4.74
15.06.2016	1538	52	737.01	800.99	52.08	737.01	800.99	550	1084	-47.06	-9.05	59.73	-204.53	-48.94	-3.18	26.60	-9.80	26.60	-9.80	-0.08
Среднее значение		50.16			48.67											3.95	-4.92	7.03	-8.50	1.49

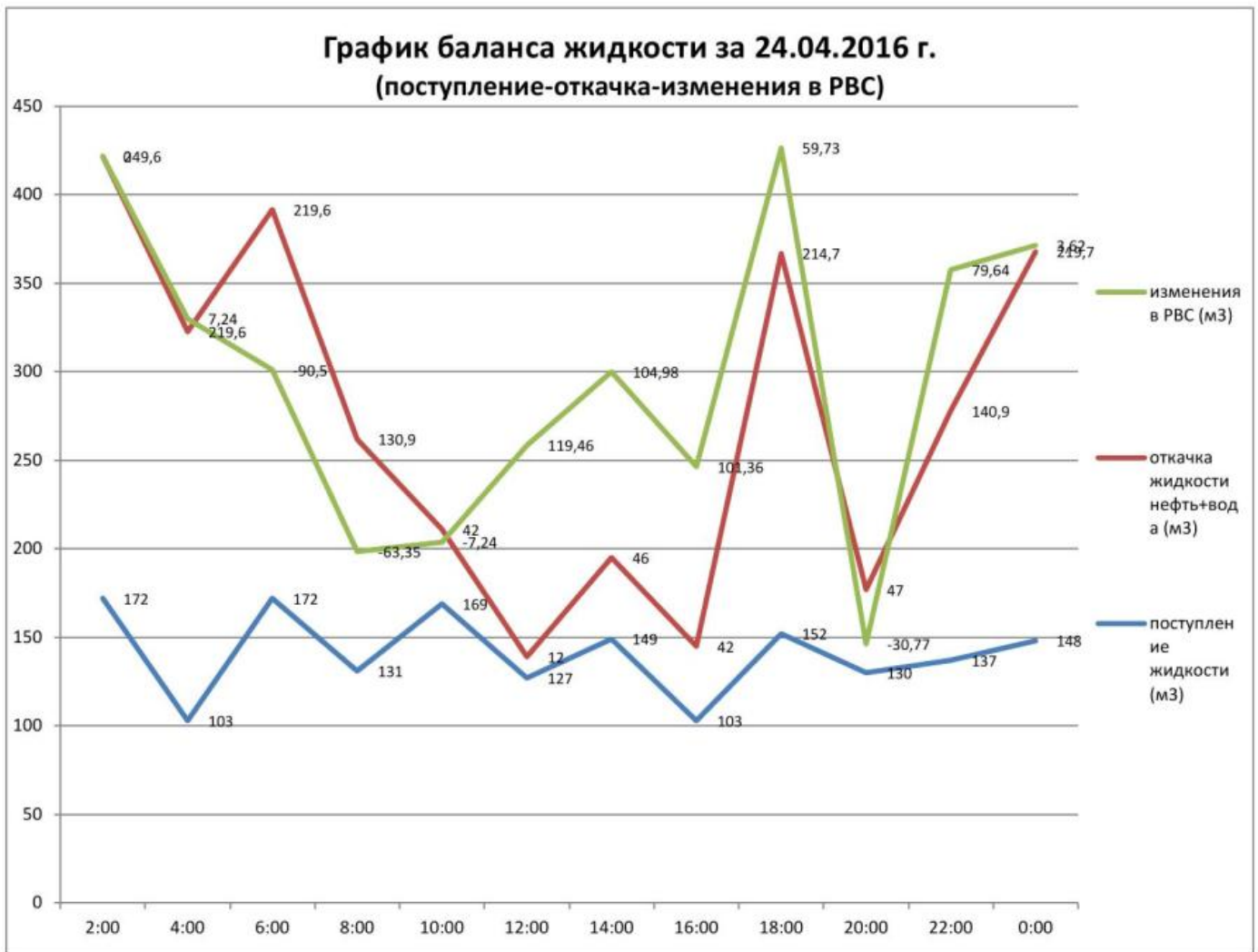
Данные за 14.04.2016 года

время	поступление (м3)	откачка (м3)	Изменения в РВС (м3)	РВС (д.б.)
02:00	142.00	233.50	-77.83	-91.50
04:00	126.00	226.50	-104.98	-100.50
06:00	138.00	232.50	-117.65	-94.50
08:00	151.00	42.00	72.40	109.00
10:00	135.00	80.00	81.45	55.00
12:00	113.00	45.00	56.11	68.00
14:00	132.00	48.00	74.21	84.00
16:00	155.00	90.00	41.63	65.00
18:00	110.00	206.25	-65.16	-96.25
20:00	157.00	100.00	48.87	57.00
22:00	143.00	206.25	9.05	-63.25
0:00	127.00	43.00	34.39	84.00



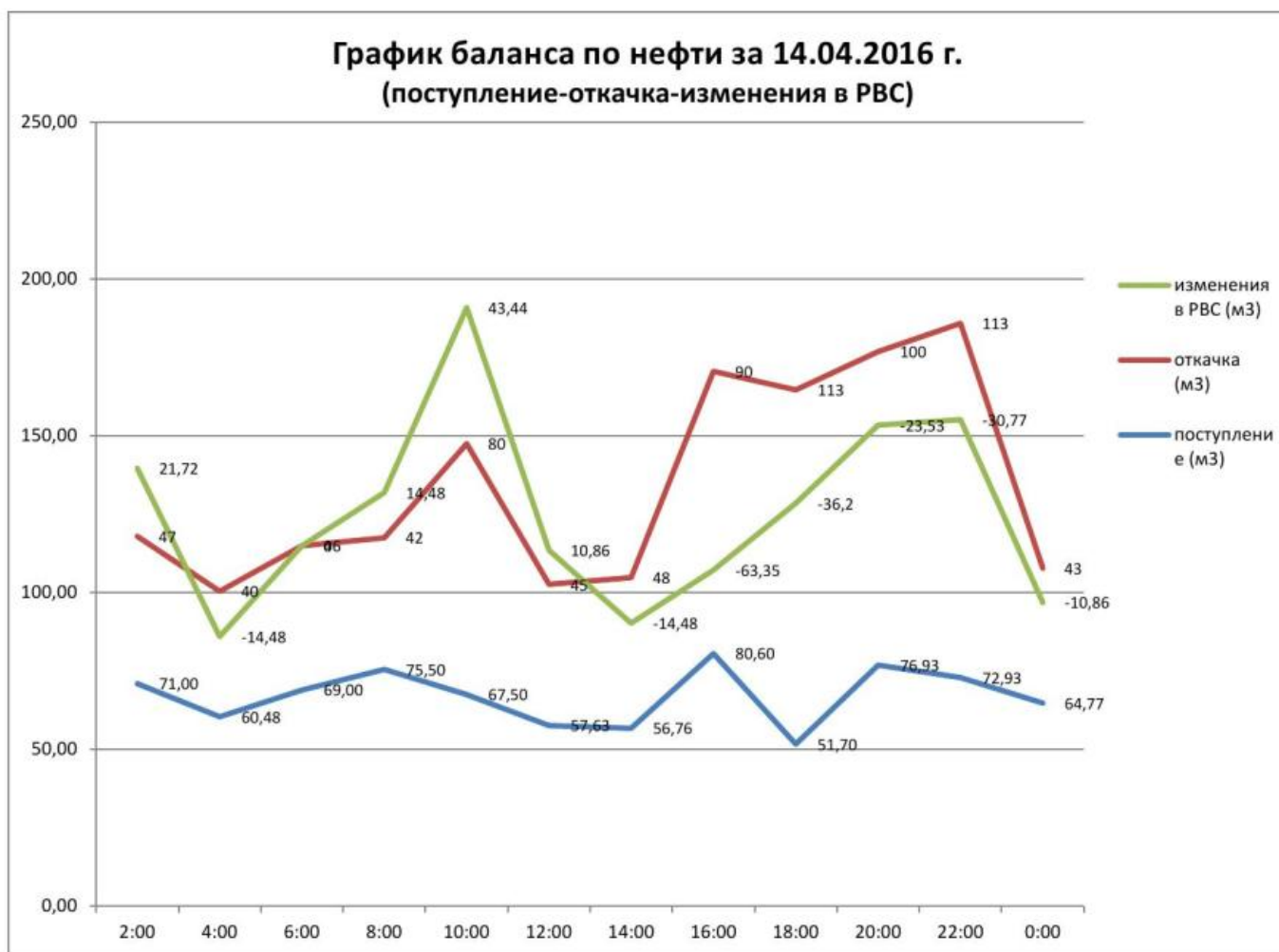
Данные за 24.04.2016 года

время	поступление жидкости (м3)	откачка жидкости нефть+вода (м3)	изменения в РВС (м3)	РВС (д.б.)
02:00	172	249.6	0	-77.6
04:00	103	219.6	7.24	-116.6
06:00	172	219.6	-90.5	-47.6
08:00	131	130.9	-63.35	0.1
10:00	169	42	-7.24	127
12:00	127	12	119.46	115
14:00	149	46	104.98	103
16:00	103	42	101.36	61
18:00	152	214.7	59.73	-62.7
20:00	130	47	-30.77	83
22:00	137	140.9	79.64	-3.9
0:00	148	219.7	3.62	-71.7



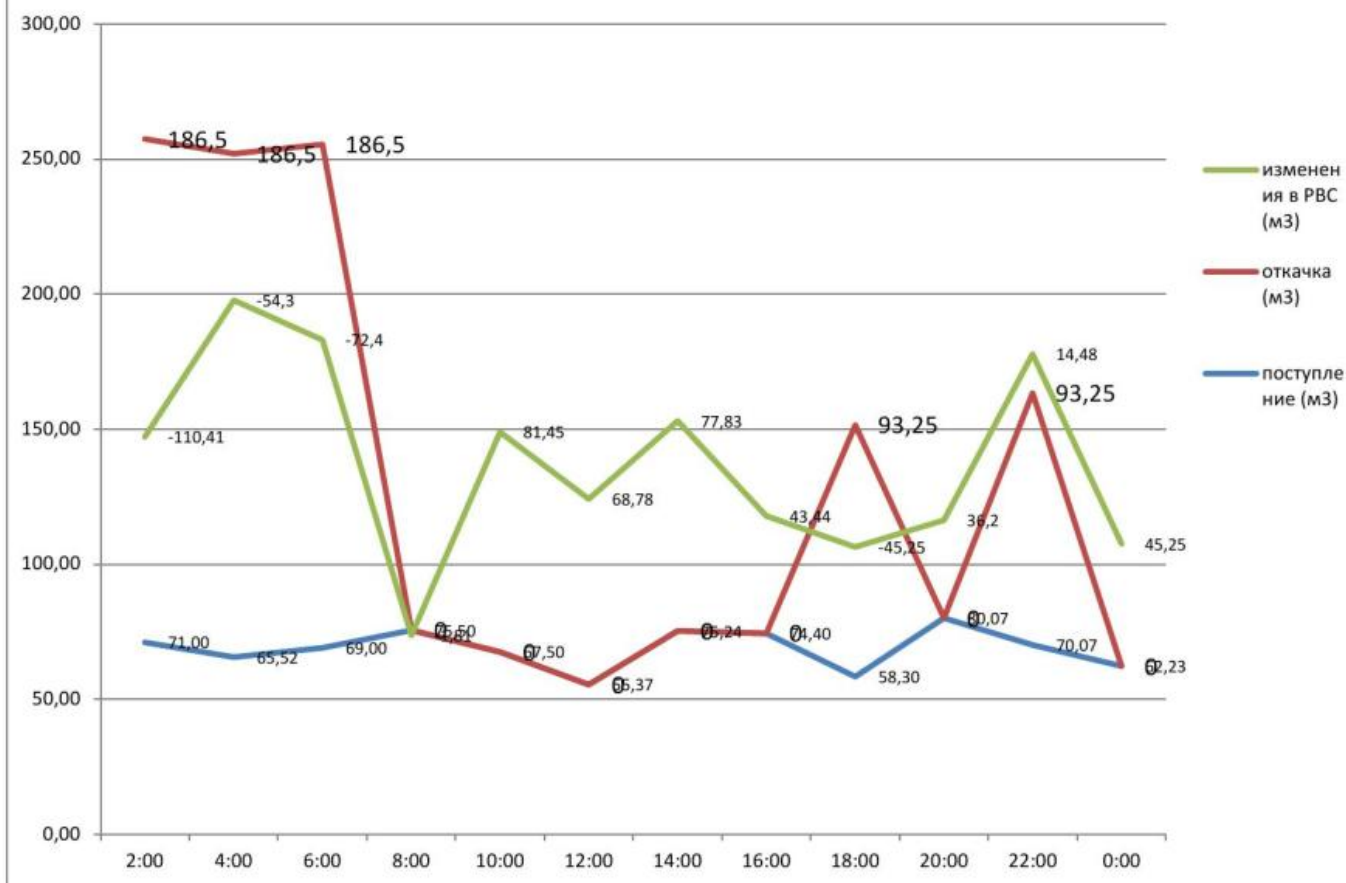
Данные за 14.04.2016 года

время	поступление (м3)	откачка (м3)	Изменения в РВС (м3)	РВС (д.б.)
02:00	71.00	47	21.72	24.00
04:00	60.48	40	-14.48	20.48
06:00	69.00	46	0	23.00
08:00	75.50	42	14.48	33.50
10:00	67.50	80	43.44	-12.50
12:00	57.63	45	10.86	12.63
14:00	56.76	48	-14.48	8.76
16:00	80.60	90	-63.35	-9.40
18:00	51.70	113	-36.2	-61.30
20:00	76.93	100	-23.53	-23.07
22:00	72.93	113	-30.77	-40.07
0:00	64.77	43	-10.86	21.77



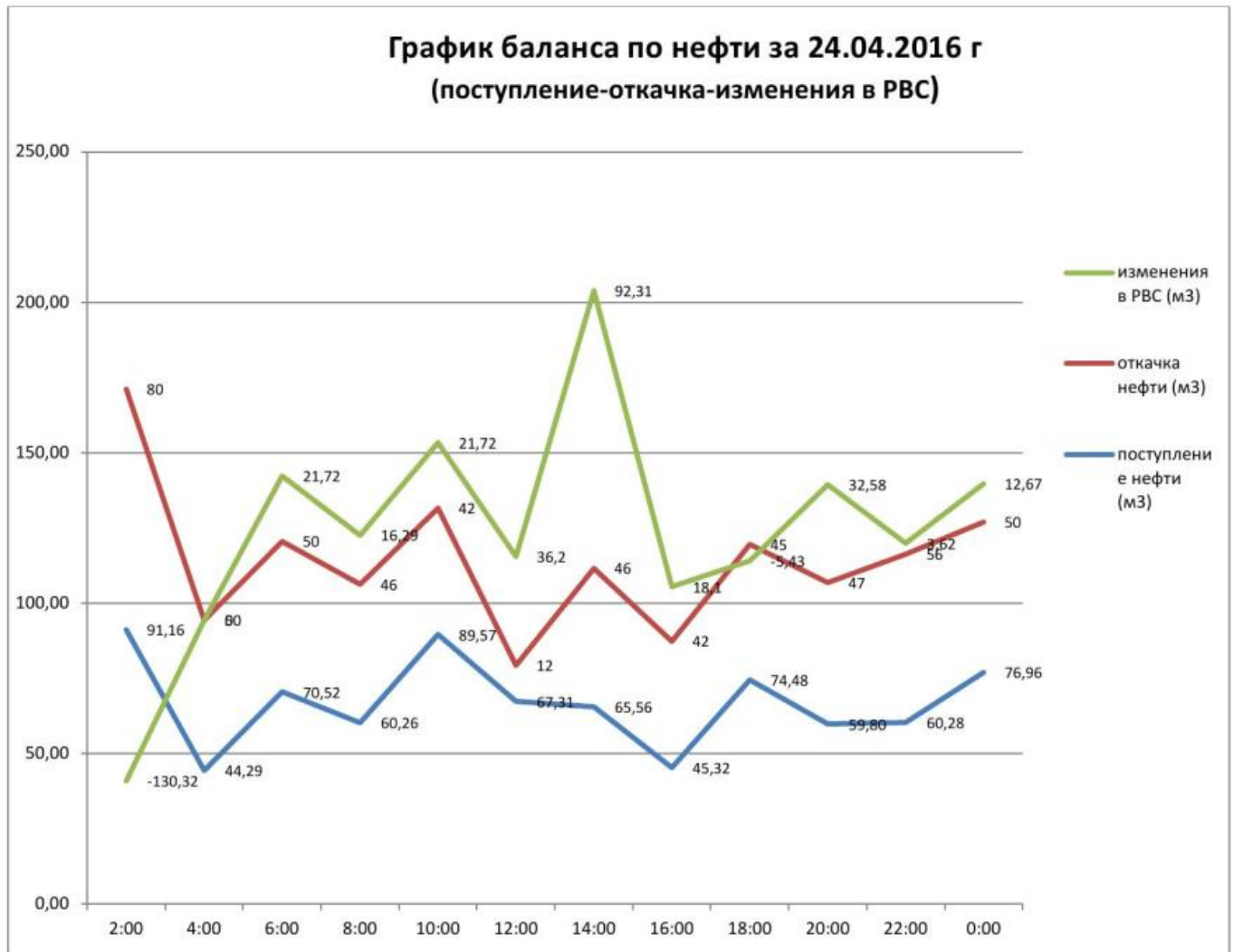
время	поступление (м3)	откачка (м3)	Изменения в РВС (м3)	РВС (д.б.)
02:00	71.00	186.5	-110.41	-115.50
04:00	65.52	186.5	-54.3	-120.98
06:00	69.00	186.5	-72.4	-117.50
08:00	75.50	0	-1.81	75.50
10:00	67.50	0	81.45	67.50
12:00	55.37	0	68.78	55.37
14:00	75.24	0	77.83	75.24
16:00	74.40	0	43.44	74.40
18:00	58.30	93.25	-45.25	-34.95
20:00	80.07	0	36.2	80.07
22:00	70.07	93.25	14.48	-23.18
0:00	62.23	0	45.25	62.23

**График баланса по воде за 14.04.2016 г.
(поступление-откачка-изменения в РВС)**

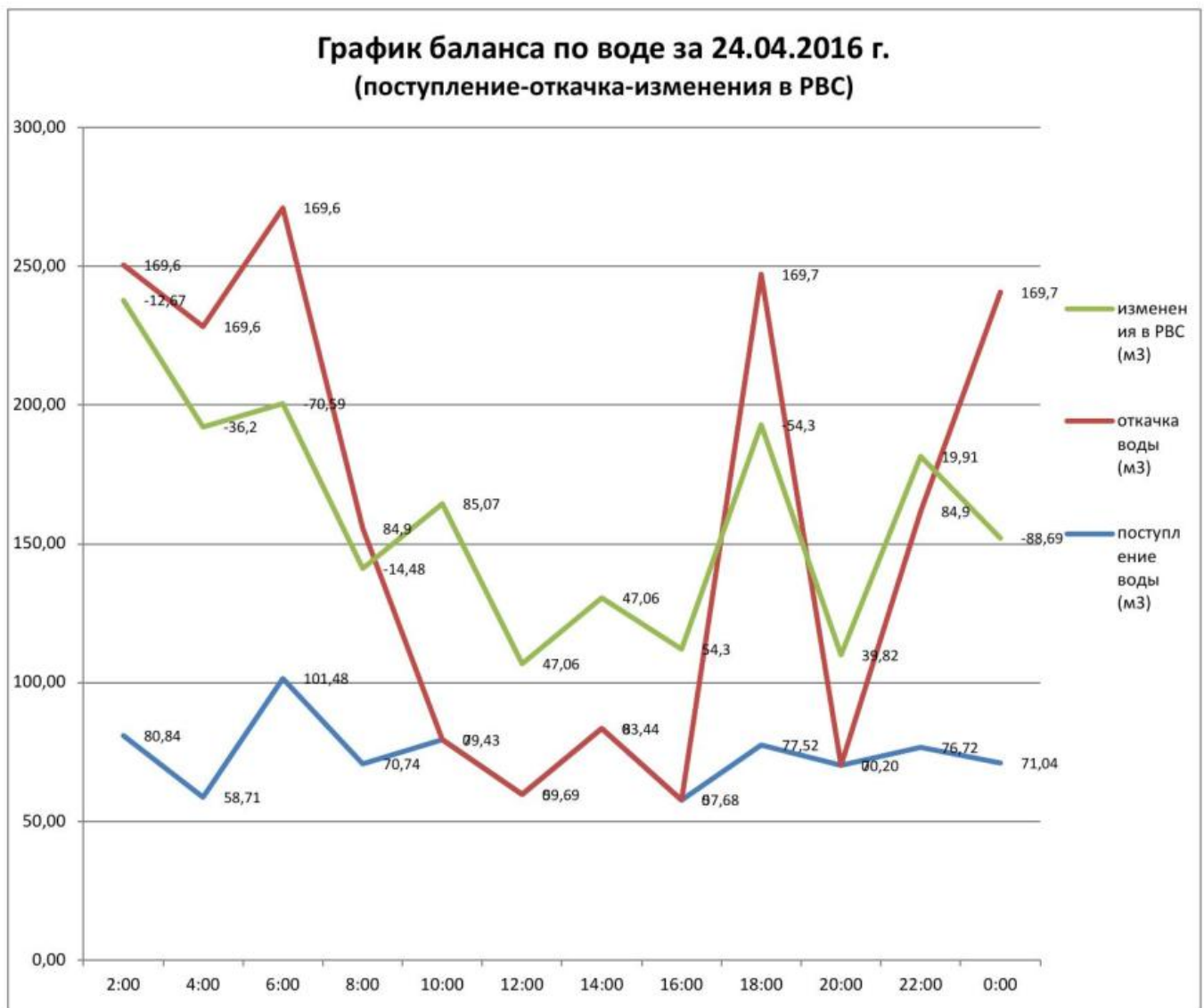


Данные за 24.04.2016 года

время	поступление нефти (м3)	откачка нефти (м3)	изменения в РВС (м3)	РВС (д.б.)
02:00	91.16	80	-130.32	11.16
04:00	44.29	50	0	-5.71
06:00	70.52	50	21.72	20.52
08:00	60.26	46	16.29	14.26
10:00	89.57	42	21.72	47.57
12:00	67.31	12	36.2	55.31
14:00	65.56	46	92.31	19.56
16:00	45.32	42	18.1	3.32
18:00	74.48	45	-5.43	29.48
20:00	59.80	47	32.58	12.8
22:00	60.28	56	3.62	4.28
0:00	76.96	50	12.67	26.96



время	поступление воды (м3)	откачка воды (м3)	изменения в РВС (м3)	РВС (д.б.)
02:00	80.84	169.6	-12.67	-88.76
04:00	58.71	169.6	-36.2	-110.89
06:00	101.48	169.6	-70.59	-68.12
08:00	70.74	84.9	-14.48	-14.16
10:00	79.43	0	85.07	79.43
12:00	59.69	0	47.06	59.69
14:00	83.44	0	47.06	83.44
16:00	57.68	0	54.3	57.68
18:00	77.52	169.7	-54.3	-92.18
20:00	70.20	0	39.82	70.2
22:00	76.72	84.9	19.91	-8.18
0:00	71.04	169.7	-88.69	-98.66



<i>Сравнительный анализ показаний обводненности</i>						
Дата	СМФ-300 (%)	ПВСП-01 (%)	Проба-1М (%)	СМФ- ПВСП (%)	ПВСП- Проба-1М (%)	СМФ-300- Проба-1М (%)
03.06.16.	48.00	45.88	49.54	2.12	3.66	1.54
04.06.16.	51.00	нет данных	56	нет данных	нет данных	5.00
05.06.16.	49.00	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных
06.06.16.	44.00	44.63	46.04	-0.63	1.41	2.04
07.06.16.	49.00	49.14	44.20	-0.13	-4.94	-4.80
08.06.16.	51.00	50.47	53.00	0.53	2.53	2.00
09.06.16.	52.00	48.15	53.00	3.85	4.85	1.00
10.06.16.	51.60	49.68	52.00	1.92	2.32	0.40
11.06.16.	50.00	51.70	35.00	-1.70	-16.70	-15.00
12.06.16.	48.00	55.23	37.00	-7.23	-18.23	-11.00
13.06.16.	51.30	48.70	49.00	2.60	0.30	-2.30
14.06.16.	46.00	50.74	52.50	-4.74	1.76	6.50
15.06.16.	52.00	52.08	58.50	-0.08	6.42	6.50
Среднее значение абсолютной погрешности, %				-0.32	-1.51	-1.09

Лист согласования к документу № 92/728-Вн-ГБТ от 11.07.2016

Инициатор согласования: Мигачев А.В. Начальник отдела развития технологий ООО "ГБТ"

Согласование инициировано: 28.06.2016 17:39

С учетом рекомендаций главного метролога НГДУ "Ямашнефть"

Лист согласования		Тип согласования: параллельное		
№	ФИО, должность	Передано на визу	Срок согласования	Результат согласования
1	Хамурзин И.Э., Начальник отдела по автоматизации производственных процессов НГДУ "Ямашнефть"	05.07.2016 - 15:34		Согласовано 09.07.2016 13:38:40
2	Габдрахманов М.Г., Главный метролог отдела автоматизации производственных процессов	05.07.2016 - 15:34		Согласовано 09.07.2016 09:24:50
3	Борисов В.М., Зам. начальника ЦДНГ-4	05.07.2016 - 15:34		Перенаправлено 06.07.2016 14:39:42
3.1	Борисов В.М., Зам. начальника ЦДНГ-4	07.07.2016 - 15:27		Согласовано 07.07.2016 16:15:31
4	Мигачев А.В., Начальник отдела развития технологий ООО "ГБТ"	05.07.2016 - 15:34		Подписано 05.07.2016 15:34:48